СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

НАДЕЖНАЯ СМЕНА

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ
ТПУ - 2014

СБОРНИК ДОКЛАДОВ МЕЖДУНАРОДНОЙ МОЛОДЕЖНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

ТОМ 2



V Международная молодёжная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи - 2014»

Системный оператор
Единой энергетической системы

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

Российский Национальный Комитет
Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения

Благотворительный фонд «Надежная Смена»



Томск - 2014

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГАОУ ВО «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ОАО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ

Научные труды

V международной молодёжной научно-технической конференции

10-14 ноября 2014 года

Том 2

Томск

2014

УДК621.3
ББК 31.2 я43
Э45

Ответственный редактор:

Гусев А.С., д.т.н., профессор кафедры «Электроэнергетические системы» ТПУ

Редакционная коллегия:

Вайнштейн Р.А., д.т.н., профессор;
Гарганеев А. Г., д.т.н., профессор;
Заворин А.С., д.т.н., профессор;
Кузнецов Г.В., д.ф-м.н., профессор;
Лавринович В.А., д.т.н., профессор;
Лукутин Б.В., д.т.н., профессор;
Обухов С.Г., д.т.н., профессор;
Хрущев Ю.В., д.т.н., профессор;
Матвеев А.С., к.т.н., доцент;
Прохоров А.В., к.т.н., доцент.

Э45 **Электроэнергетика глазами молодежи**: науч. тр. Vмеждунар. науч.-техн. конф., Т.2., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск:

Во второй том сборника трудов включены статьи, принятые программным комитетом конференции и отражающие ее основные направления: мониторинг и диагностика в электроэнергетике; эксплуатация, рынок и инновационное развитие электроэнергетических систем; тепловые и атомные электростанции; энергетическое машиностроение и топливо; теплофизика и теплотехника; малая (распределенная) и возобновляемая энергетика; технологии управления персоналом и проблемы подготовки специалистов для электроэнергетики.

В работе конференции приняли участие инженеры, ученые и специалисты отраслевых научно-исследовательских, проектных, эксплуатационных электроэнергетических организаций и компаний, а также академических институтов и высших учебных заведений электроэнергетического профиля России и других стран. Большой интерес вызвали работы студентов, аспирантов и молодых ученых.

Материалы сборника предназначены для научных работников и специалистов, связанных с управлением электроэнергетических системам.

УДК 621.3
ББК 31.2 я43

ISBN 978-5-87307-078-4

© Министерство образования и науки РФ, 2014
© Томский политехнический университет, 2014
© Авторы, 2014

ОРГАНИЗАТОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ

Системный оператор
Единой энергетической системы,

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,

Российский Национальный Комитет Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (РНК СИГРЭ)

Благотворительный Фонд «Надежная Смена»

при поддержке

Генеральный информационный партнер
ООО «КАБЕЛЬ»

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

Боровиков Ю.С., д.т.н., доцент,проректор по образовательной деятельности ТПУ (Томск);

Ерохин П.М., д.т.н., профессор, Советник ОАО «СО ЕЭС» (Москва – Екатеринбург);

Хлебов А.В., Генеральный директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (Кемерово).

ЧЛЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА:

Завьялов В.М., д.т.н., доцент, директор Энергетического института ТПУ (Томск);

Гофман А.В., к.т.н., доцент, Руководитель Оргкомитета Молодежной секции РНК СИГРЭ (Москва);

Кононенко Е.А., начальник отдела ОАО «СО ЕЭС» (Москва);

Михайленко Ф.В., советник генерального директора Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (Пятигорск);

Стрижак П.А., д.ф.-м.н., профессор, заместитель директора по научной работе Энергетического института ТПУ (Томск);

Сулайманов А.О., к.т.н., доцент, заведующий научно-исследовательской лабораторией «Моделирование электроэнергетических систем» ТПУ (Томск);

Тютиков В.В., д.т.н., профессор, проректор по научной работе Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (Иваново);

Хоштария О.Э., начальник службы управления персоналом Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (Кемерово);

Чеклецова С.П., директор по управлению персоналом ОАО «СО ЕЭС» (Москва);

Якис П.В., директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ (Томск).

ПРОГРАММНЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

Аюев Б.И., д.т.н., Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» (Москва);

Алексеенко С.В., д.ф.-м.н., член-корр. РАН, директор Института теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН (Новосибирск);

Воропай Н.И., д.т.н., профессор, член-корр. РАН, директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (Иркутск).

Шульгинов Н.Г., к.т.н., Первый заместитель Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» (Москва).

ЧЛЕНЫ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА:

Бартоломей П.И., д.т.н., профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина (Екатеринбург);

Вайнштейн Р.А., д.т.н., профессор кафедры «Электроэнергетические системы» ТПУ (Томск);

Герасимов А.С., д.т.н.,заместитель генерального директора - директор департамента системных исследований и перспективного развития ОАО «НТЦ ЕЭС» (Санкт-Петербург);

Гольдштейн В.Г., д.т.н., член-корр. АЭН РФ, профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Самарского государственно технического университета (Самара);

Гусев А.С., д.т.н., профессор кафедры «Электроэнергетические системы» ТПУ (Томск);

Гусенков А.В., д.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электрических станций, подстанций и диагностики электрооборудования» Ивановского государственного энергетического университета (Иваново);

Заворин А.С., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Парогенераторостроения и парогенераторных установок» ТПУ (Томск);

Зильберман С.М., д.т.н., профессор, генеральный директор Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири;

Колосок И.Н., д.т.н., профессор, ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (Иркутск);

Кузнецов Г.В., д.ф.-м.н., профессор, заведующий кафедрой «Теоретической и промышленной теплотехники» ТПУ (Томск);

Лебедев В.Д., к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Автоматического управления электроэнергетическими системами» Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (Иваново);

Лукутин Б.В., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий» ТПУ (Томск);

Матвеев А.С., к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Атомные и тепловые электрические станции» ТПУ (Томск);

Мурзин А.Ю., к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электрические системы» Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (Иваново);

Нагай В.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электрические станции и электроэнергетические системы» Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (Новочеркасск);

Назарычев А.Н., д.т.н., академик АЭН РФ, профессор,ректор Петербургского энергетического института повышения квалификации (Санкт-Петербург);

Нудельман Г.С., к.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Теоретических основ электротехники и релейной защиты» Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова, Председатель совета директоров ОАО «ВНИИР» (Чебоксары);

Паздерин А.В., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Автоматизированных электрических систем» Уральского федерального университета им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина (Екатеринбург);

Прохоров А.В., к.т.н.,доцент,заместитель директора по учебной работе Энергетического института ТПУ (Томск);

Таджибаев А.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Диагностика энергетического оборудования» Петербургского энергетического института повышения квалификации (Санкт-Петербург);

Федчишин В.В., к.т.н.,доцент, декан энергетического факультета, заведующий кафедрой «Электрических станций, сетей и систем» Иркутского государственного технического университета (Иркутск);

Фишов А.Г.,д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Автоматизированных электроэнергетических систем» (АЭЭС) Новосибирского государственного технического университета (Новосибирск);

Хрущев Ю.В., д.т.н., профессор кафедры «Электрические сети и электротехника» ТПУ (Томск);

Шуин В.А., д.т.н., профессор кафедры «Автоматического управления электроэнергетическими системами» Ивановского государственного энергетического университета м. В.И. Ленина (Иваново).

МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ МЕТОД ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Т.Н. Круглова, В.С. Коваленко, Д.А. Литвин
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И.Платова

Надежная работа высоковольтного оборудования электрических станций, подстанций и промышленных предприятий является одним из основных факторов, определяющих стабильное электроснабжение объектов народного хозяйства. Ежегодный рост электропотребления при резком повышении требований к надежности и долговечности оборудования ставит новые задачи по повышению эксплуатационной надежности и бесперебойности работы силового электрооборудования, которые во многом определяется работой элементов, составляющих их, и в первую очередь высоковольтного электрооборудования, используемых для генерации и потребления электроэнергии. Одним из перспективных подходов к решению данной задачи является совершенствование системы технического обслуживания и ремонтов, которое может быть достигнуто в результате перехода от планово-предупредительного принципа обслуживания к обслуживанию по реальному состоянию, установленного с помощью диагностических обследований.

Анализ основных подходов к разработке методов диагностирования показал целесообразность применения принципов многопараметрического функционального диагностирования [1]. Анализ диагностических параметров позволил сформировать эффективную совокупность диагностических параметров, включающую вибрацию, температуру, потребляемый и емкостный токи, а также электроразрядную активность (ЭРА). Сочетание данных методов позволило разработать алгоритм комплексного многопараметрического диагностирования высоковольтного электрооборудования, согласно которого процесс диагностирования включает оценку технического состояния по результатам контроля и анализа ЭРА и среднеквадратического значения (СКЗ) виброскорости, по результатам которых объект может быть отнесен к одному из пяти классов диагнозов: «Норма», «Норма с отклонением (НСО)», «Норма со значительными отклонениями (НСЗО)», «Ухудшенное» и « Предаварийное». В случае выявления первых двух состояний, объект считается исправным и допускается к дальнейшей эксплуатации без ограничений. Состояния «НСЗО» или «Ухудшенное» требуют поиска возникших неисправностей и перевода объекта в облегченный режим эксплуатации [2]. В случае «Предаварийного» состояния необходимо осуществить поиск неисправностей и отключение объекта.

По результатам измерения параметра ЭРА можно выявить шесть неисправностей: Y_1– «Коронная активность в статорной обмотке»; Y_2 – «Частичные разряды в корпусной изоляции разряды в кабельной линии»; Y_3 - «Искрения в контактах в районе клеммной коробки»; Y_4 - «Пазовый разряд в обмотке статора»; Y_5 - «Искровые разряды в активной стали»; Y_6– «Разряды в обмотке ротора» [3]. Развитие каждого из этих дефектов проходит следующие стадии: появление; фиксация, динамика и предельное состояние [3]. По результатам измерения СКЗ виброскорости (Y_7), объект, принадлежащий одному из четырех классов может находиться в зоне *A, B, C* илиD[4].

Формализовать имеющуюся информацию можно с помощью нечеткой логической системы, на вход которой подается множество неисправностей объекта $\tilde{Y} = \{Y_1, Y_2, Y_3, Y_4, Y_5, Y_6, Y_7\}$,выходом является текущее состояние объекта $\tilde{X}$ (рис.1)

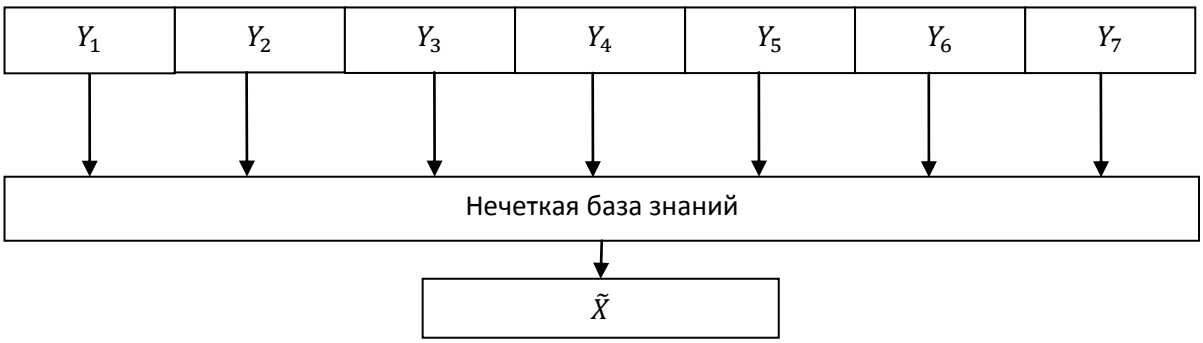


Рис.1. Структура нечеткой модели оценки технического состояния

Функции принадлежности первых шести входов представлены на рис.2, седьмого – на рис. 3.

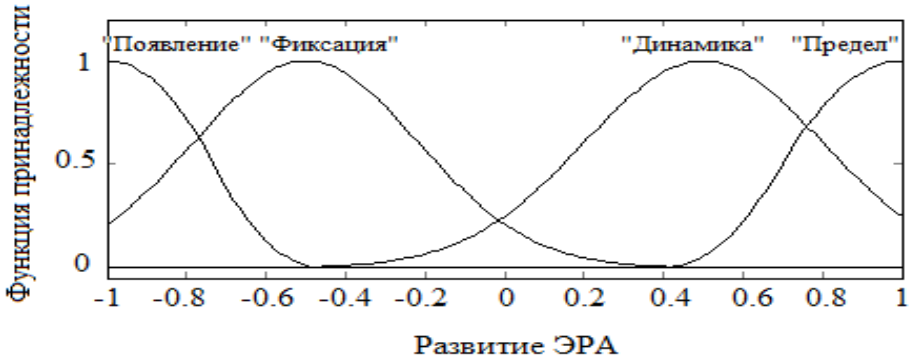


Рис.2. Входы нечеткой модели оценки технического состояния по параметру ЭРА

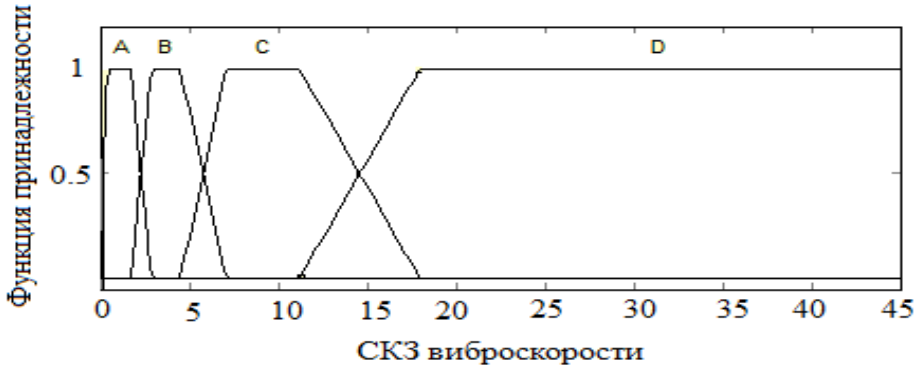


Рис.3. Вход нечеткой модели оценки технического состояния по параметру СКЗ виброскорости

В качестве функций принадлежности выхода $\tilde{X}$ – «Состояние» нечеткой модели оценки технического состояния задаются указанные пять видов состояния (рис. 4).



Рис. 4. Выход нечеткой модели оценки технического состояния

Итоговый диагноз по результатам комплексного обследования определяется в соответствии со следующим: если ряд применяемых методов показывает на наличие начальной стадии развивающегося дефекта (оценка - "НСО"), то итоговую оценку технического состояния производить по шкале оценок на ступень выше (оценка - "НСЗО") и т.д. Если все используемые методы дают оценку "НСЗО", то итоговая оценка состояния – «Ухудшенное».

Исходя из этих требований, нечеткая база знаний будет иметь следующий вид:

R1: если Y_1 есть «Появление» и Y_2 есть «Появление»…иY_6 есть «Появление», то «НСО»;

R2: если Y_1 есть «Фиксация» и Y_2 есть «Фиксация»…иY_6 есть «Фиксация», то «НСЗО»;

Rз: если Y_1 есть «Динамика» и Y_2 есть «Динамика»...иY_6 есть «Динамика», то «Ухудшенное»;

R4: если Y_1 есть «Предел» или Y_2 есть «Предел»…илиY_6 есть «Предел», то «Предаварийное»;

R5: если Y_1 есть «Появление» или Y_2 есть «Появление»… илиY_6 есть «Появление», то «Норма»;

R6: если Y_1 есть «Фиксация» или Y_2 есть «Фиксация»…или Y_6 есть «Фиксация», то «Норма с отклонениями»;

R7: если Y_1 есть «Динамика» или Y_2 есть «Динамика»...или Y_6 есть «Динамика», то «Норма со значительными отклонениями»;

R8: если Y_1 есть «Предел» или Y_2 есть «Предел»…или Y_6 есть «Предел», то «Ухудшенное»

Для преобразования четких входных значений в четкие выходные используется n – входной алгоритм нечеткого логического вывода Mamdani[5].

Для исследования электрооборудования с применением данной модели, необходимо на вход подать относительные значения развития дефектов, выявляемых по ЭРА и абсолютное значение СКЗ виброскорости. Уровню развития «Появление» соответствует значение входа «-1», «Фиксация» - «-0.5», «Появление» - «0.5», «Предел» - «1». На выходе будет получен номер класса технического состояния от 1 до 5. При получении дробного значения состояния, необходимо произвести округление, согласно правил математики.

В случае оценки текущего состояния как «НСЗО» и хуже, возникает необходимость поиска возникших неисправностей. Решить эту задачу позволят спектральный анализ вибрации и потребляемого тока, а также тепловизорный контроль.

Для формализации нечеткой модели поиска неисправностей задаются входной вектор$\widetilde{A} = \{A_i\}, i \in [1, n]$ - множество диагностических параметров.

Оценка состояния электрооборудования по амплитудным параметрам осуществляется сравнением с аналогичными эталонными характеристиками, следовательно, необходимо произвести нормирование входных параметров моделей. Отклонение текущих значений параметров мехатронного модуля вычисляется по формуле

$$A_i = (a_i - a_{0i})/a_{0i}$$

где a_i - текущее значение амплитуды, a_{0i} – соответствующий параметр эталонного модуля.

Если текущие и эталонные значения совпадают, то $A_i = 0$. Если $a_i < a_{0i}$, то $A_i < 0$, следовательно, отклонение отсутствует и на вход модели подается $A_i = 0$. В случае $a_i > a_{0i}$ значение A_i покажет превышение текущего значения параметра относительно эталона. Согласно ГОСТ [4], для параметров амплитуды спектра тока и вибрации данное значение не должно превышать $\sqrt{2}$. Превышение данного порога, свидетельствует об отказе объекта.

Измерение параметров вибрации осуществляется в трех взаимно перпендикулярных направлениях, поэтому каждая характерная частота, измеренная в этих направлениях должна иметь отдельный вход. Частоты тока также имеют самостоятельные входы.

Тепловизорный контроль состояния электрооборудования осуществляется как по результатам абсолютного значения температуры в контрольных точках, так и по абсолютному отклонению параметра.

$$\Delta t = a_i - a_{0i},$$

где a_i - текущее значение амплитуды, a_{0i} – соответствующий параметр эталонного модуля.

В качестве входных параметров амплитуд спектров тока и вибрации системы нечеткой логики используется множество: T_i= {«Хорошо», «Допустимо», «Плохо»}. Абсолютное отклонение амплитудного значения не должно превышать эталонное более чем в $\sqrt{2}$ раз, следовательно, в качестве интервала входных термов амплитуд целесообразно принять от 0 до 2.

Абсолютные значения температуры корпуса характеризуют неисправности подшипников и зависят от класса электрооборудования.

Входы относительных значений температуры в различных точках контроля аналогичны амплитуде спектров тока и вибрации, значения которых зависят от класса модуля движения.

По результатам измерений основных определяющих параметров может выявиться исправное, работоспособное или неработоспособное состояние объекта. Первые два состояние позволяют дальнейшую эксплуатацию объекта, последнее требует его останова, поэтому, для каждого выхода множества неисправностей модуля движения $\widetilde{B}$={B_1, B_2,...B_m} на интервале [-1 1] задаются значения функции принадлежности таким образом, что при $F(A_i) \in [0\ 1]$ - объект допускается к эксплуатации, $F(A_i) \in [-1\ 0)$ - объект не допускается к эксплуатации. Взаимосвязь между введенными множествами описываются следующими нечеткими правилами:

R1: если A_1 есть «Хорошо» и……A_n есть «Хорошо», то $B_j = f_1$;

R2: если A_1 есть «Допустимо»..… A_n есть «Допустимо», то $B_j = f_1$;

R3: если A_1 есть «Плохо» и……A_n есть «Плохо», то $B_j = f_2$,

где $A_i, i \in [1, n]$ –диагностические параметры; $B_j, j \in [1, m]$ – неисправности объекта диагностирования; f_1 – заключение «объект допускается к эксплуатации»; f_2 – заключение «объект не допускается к эксплуатации».

Для преобразования четких входных значений в четкие выходные используется n – входной алгоритм нечеткого логического вывода Takagi–Sugeno[6]. Полученная модель позволяет по результатам анализа спектров потребляемого тока, вида и уровня ЭРА, вибрации электрооборудования, а также температуре корпуса найти неисправности объекта и оценить степень их развития.

ВЫВОДЫ

Разработанный интеллектуальный метод диагностирования технического состояния высоковольтного электрооборудования позволяет по результатам измерения ЭРА и СКЗ виброскорости определить текущее состояние объекта, отнеся его к одному из пяти видов диагнозов. В случае выявления состояния «НСЗО» и хуже данный метод позволяет найти возникшие неисправности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Надежность и эффективность в технике: справочник в 10 т./ Ред. совет: Авдуевский В. С. и др. – М.: Машиностроение, 1987. - Т. 9: Техническая диагностика / под общ. ред. В. В. Клюева, П. П. Пархоменко. – 352 с.
2. Круглова Т.Н., Ярошенко И.В.. Применение нечеткой логики для диагностирования высоковольтных мехатронных модулей на основе анализа электроразрядной активности/Т.Н. Круглова, И.В. Ярошенко // Изв. вузов. Сев-Кавк. регион. Техн. науки. – 2014. – №3.– С. 7 – 11.
3. РД ЭО-0187-00. Методические рекомендации по диагностике изоляции статорных обмоток вращающихся машин классов напряжения 3,15-24 кВ по характеристикам частичных разрядов.

4. ГОСТ ИСО 10816-1-97Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие сведения
5. Ярошенко И.В.Математическая модель и метод классификации технического состояния высоковольтных мехатронный модулей/ И.В. Ярошенко // Инженерный вестник Дона. – 2014. – №2. Режим доступа: http://ivdon.ru/magazine/archive/n2y2014/2330
6. Круглова Т.Н. Глебов Н.А. Диагностирование и прогнозирование технического состояния мехатронных модулей технологического оборудования [Текст]: Монография. – Новочеркасск, 2011. – 119 с.

Научный руководитель: Т.Н. Круглова, к.т.н, доцент кафедры «Мехатроника и гидропневмоавтоматика» Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И.Платова

КОНТРОЛЬ УРОВНЯ ОСВЕЩЕННОСТИ РАБОЧЕЙ ПОВЕРХНОСТИ С ПОМОЩЬЮ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО БЛОКА УПРАВЛЕНИЯ СВЕТИЛЬНИКА

В.Р. Иванова, И.Ю. Иванов
ФГБОУ ВПО «Казанский Государственный
энергетический университет»,
кафедра «Светотехника и медико-биологическая электроника»,
Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана

В настоящее время имеется огромное количество регулируемых осветительных приборов и целый ряд систем управления освещением.

Регулируемые осветительные приборы могут быть непосредственно управляющими либо вспомогательными датчиками или приборами, получая информацию от которых срабатывают первые [1]. В свою очередь на основе регулируемых осветительных приборов созданы и применяются разработанные системы управления освещением (система управления освещением на основе использования датчиков освещенности и присутствия; локальные системы освещения, которые не имеют функции интегрирования в систему управления организацией; система управления, которая дает возможность получать информацию от датчиков движения и освещенности в автоматическом режиме).

Главным недостатком первых двух систем является то, что они работают в форме дополнений к традиционному освещению, а именно, они контролируют и устанавливают освещенность в фиксированных заданных точках расположения датчиков.

Последние являются более совершенными, они уже не только реагируют на внешние события, но и характеризуются некоторой «осведомленностью» о пользователе, условиях освещенности и типе светильника [2,3,6]. Их работа основана на обмене данных осветительной системы и управляющими блоками. Обмен данными производится согласно выбранному протоколу. На сегодняшний день можно указать следующие: аналоговое управление; управление по электросети; DMX-512A; RDM ; DALI; KNX.

Анализ показывает, что самым главным препятствием для перехода на энергоэффективное автоматическое управление освещением является высокая стоимость и сложность процедуры связи, из-за несовместимости с сетевым оборудованием [4,7]. Поэтому является актуальным создание эффективной системы управления освещением с наименьшей стоимостью.

В работе предлагается создание системы, принцип действия которой будет основан на нейросетевом алгоритме. Она будет интегрировать в себя целый ряд технологий, которые

будут включать в себя сложные средства для ввода в эксплуатацию и конфигурирования оценки параметров окружающей среды и самостоятельного принятия решения. Главным преимуществом такой системы является возможность обучения. Технически обучение заключается в нахождении коэффициентов связей между нейронами (в нашем случае светильниками). Это значит, что, в случае успешного обучения, сеть сможет вернуть верный результат на основании данных, которые отсутствовали в обучающей выборке. Поставленная задача решается с помощью предлагаемого устройства системы управления освещением. Аппаратная часть системы управления освещением на основе нейросетевого алгоритма включает следующие функциональные элементы: светильник (с полупроводниковыми источниками света), встроенный в него интеллектуальный блок управления [5], который содержит микроконтроллер, матричный датчик и беспроводной интерфейс, ионистор.

В общем случае представить схему работы инновационной системы управления можно следующим образом, в соответствии с рисунком 1.

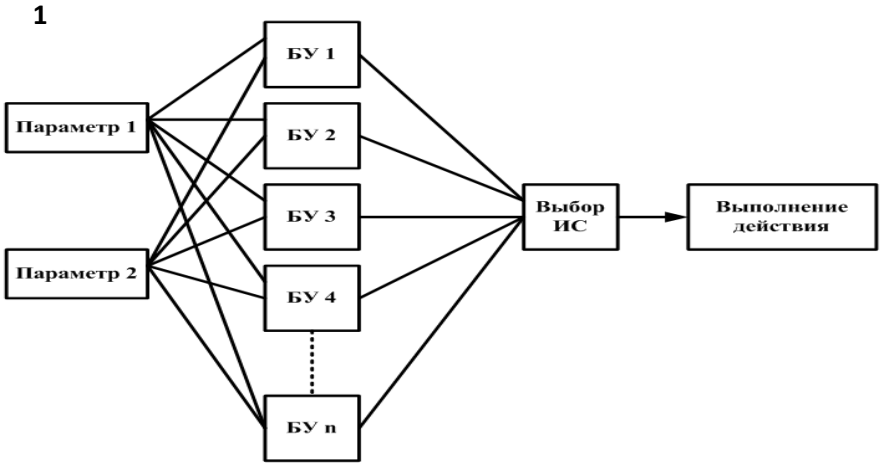


Рис. 1. Структурная схема системы управления освещением:
БУ1..n – блок управления светильника, ИС – источник света.

На данный момент выше описанная система является моделью системы управления освещением, которую планируется реализовать на первом этапе в учебных аудиториях нашего вуза (рисунок 1).

Прототипом такой системы явилось создание системы управления освещением в недавно открывшемся при вузе Центре Компетенций и технологий в области энергосбережения Республики Татарстан («Демонстрационный стенд интеллектуальной системы искусственного освещения и альтернативной энергетики с применением солнечных панелей и ветрогенераторов в качестве источников питания»), в соответствии с рисунком 2.

Описание системы (прототипа). В качестве источников света в осветительной установке применяются светодиодные светильники, встроенные в потолок. Монитор автоматического контроля и управления, цифровые видеокамеры слежения, а также светильники находятся внутри помещения. Установка питается от стандартной сети энергоснабжения или солнечных батарей и ветрогенераторов, размещенных на крыше учебного корпуса.



Рис. 2. Демонстрационный стенд интеллектуальной системы искусственного освещения и альтернативной энергетики

Перечень оборудования комплекса: светильники светодиодные; ветрогенераторы; солнечные панели; датчики тока; датчики напряжения; цифровые видеокамеры; цифровой люксметр; персональный компьютер.

Контролируемые параметры: уровень освещенности рабочей поверхности; текущий расход электроэнергии, кВт·ч; мощность потребляемая из сети, Вт; мощность потребляемая от ветрогенератора, Вт; мощность потребляемая от солнечных панелей, Вт. После активации система управления освещением осуществляет сканирование рабочей поверхности. Сканирование осуществляется с помощью цифровых видеокамер слежения. Контролируемым параметром является освещенность поверхности пола. Информация об освещенности поступает на электронную вычислительную машину, где обрабатывается и запоминается. В соответствие с заложенным в машину алгоритмом, система принимает решение и подает управляющие сигналы на соответствующие периферийные устройства, тем самым управляя режимом питания отдельных светильников системы освещения. Текущие изменения световой среды, вызванные перемещением людей и различных объектов в зоне слежения, вызывают соответствующий отклик системы автоматического управления. Осветительная установка в центре энергосбережения питается от стандартной сети энергоснабжения. При необходимости имеется возможность вручную или автоматически переключаться в режим питания от возобновляемых источников электроэнергии.

В работе проведен экономический расчет владения такой системы освещения. Расчет выполнен на примере трех лекционных аудиторий нашего университета, согласно которому предлагается модернизация имеющейся системы освещения, а именно замена всех светильников на энергосберегающие – светодиодные, установка запатентованного нами блока управления в каждый из них с беспроводным каналом связи и заложенной программой снижения или повышения уровня яркости. В ходе выполнения экономического расчета выяснено, что окупаемость системы составит два года.

ВЫВОДЫ:

1. Система управления освещением осуществляет постоянный контроль световой среды и принимает самостоятельные решения, работает с использованием заложенных алгоритмов.

2. По желанию количество светильников и контролируемых технических параметров можно изменить. Производительность и скорость обработки информации зависит от технических возможностей электронной вычислительной машины, которую также, при необходимости, можно заменить на более актуальную, что и планируется выполнить.

3. Целевым рынком распространения конечного продукта являются строительные и жилищные коммунальные компании, бюджетные и внебюджетные организации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иванова В.Р., Галиев А.Р. Интегрирование элементов системы управления освещением – главный критерий энергоэффективности // Материалы докладов IX ежегодной Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2014». – Иваново: ИГЭУ. –2014.
2. Бубекри М., Вэнь Н. Проектирование естественного освещения с учётом поведения Человека // Светотехника, № 1. – 2009. – С. 44 – 50.
3. Бабанова Ю.Б., Лунчев В.А. Потенциал энергосбережения при использовании системы управления внутренним освещением. // Светотехника, № 5. – 2011. – С. 35 – 40.
4. Хлуденьков В. Система управления освещением – идеальная и оптимальная // Полупроводниковая светотехника, № 5. – 2010. – С. 78-81.
5. Патент на полезную модель. Интеллектуальный блок питания светильника / Иванова В.Р., Садыков М.Ф. № 142028 от 04.02.2014.
6. Galasiu A. D., Newsham G. R., Suvagau C., Sander D. M. Energy saving lighting control systems for open-plan offices: a field study // Leukos. – 2007. – Vol. 4, No. 1. – P. 7–29.
7. Guo L., Eloholma M., Halonen L. Intelligent road lighting control systems. Report 50. – Espoo: Helsinki University of Technology, 2008. 32 p.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯМОДЕЛЬТРАНСФОРМАТОРАТОКАИСТОЧНИКАОТБОРАМОЩНОСТИ

А.Е. Глазырина, Д.С. Левин

ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет», факультет военно-технического образования и безопасности,

кафедра «Экстремальные процессы в материалах и взрывобезопасность»,

Филиал ОАО «Волжская ТГК» «Саратовская ГРЭС».

Более 50% от всех повреждений на воздушных линиях (ВЛ) происходят вследствие гололедно-ветровых воздействий при этом продолжительность восстановления электроснабжения может составлять более 60% от общей продолжительности всех аварийных отключений [1]. Недоотпуск электроэнергии из-за гололедно-ветровых аварий на локальных территориях страны достигает 70-80% общего годового недоотпуска из-за отказов по всей стране [2]. Поэтому актуальной остается задача создания и внедрения информационных систем контроля гололедообразования на воздушных линиях электропередачи [3].

В настоящее время периферийные посты телеметрии систем мониторинга гололедно-ветровых нагрузок питаются, как правило, от солнечных батарей. Солнечные панели подвержены ряду негативных факторов таких, как: неравномерность солнечной активности в течении дня и года, подверженность загрязнению и обледенению солнечных панелей, деградация фотоэлементов - которые оказывают значительное влияние на снижение эффективности эксплуатации солнечных батарей. Поэтому для повышения эффективности питания постов телеметрии, предлагается заменить питание от панели солнечной батареи на питание от источника отбора мощности (ИОМ), который использовал бы рабочий ток провода контролируемой линии. В качестве источника отбора мощности предлагается применять специализированный трансформатор тока (ТТ), монтируемый на провод линии. Энергия вторичной обмотки такого ТТ используется для питания блока электроники поста телеметрии.

Принцип действия такого ТТ сводится к следующему. Первичный ток I_1 в фазном проводе создает в магнитопроводе ТТ магнитный поток Φ, наводящий ЭДС E_2 во вторичной обмотке w_2, обуславливающую появление тока I_2 во вторичной цепи.

Для определения требуемых параметров ТТ в зависимости от получаемой от него мощности, необходимо математически описать взаимосвязь между током провода линии и создаваемым им магнитным полем во вторичной цепи ТТ. Данная взаимосвязь описывается первым уравнением Максвелла

$$\oint_l Hdl = \sum I, \quad (1)$$

где H – вектор напряженности контура l, I - ток сцепленный с контуром l.
и законом электромагнитной индукции Фарадея

$$e = -\frac{d\Phi}{dt}, \quad (2)$$

гдее – *ЭДС* замкнутого контура l, обусловленная изменением пронизывающего данный контур магнитного потока Φ во времени.

Величина магнитного потока Фравна

$$\Phi = BS, \quad (3)$$

где B– магнитная индукция; S- площадь поперечного сечения витка контура l.

Величина магнитной индукции B в контуре lсвязана с напряженностью магнитного поля H следующим соотношением

$$B = \mu\mu_0 H, \quad (4)$$

где $\mu \neq$ const - относительная магнитная проницаемость материала сердечника;$\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ *Гн/м* - магнитная постоянная.

Учитывая (3) и (4) получаем, что магнитный поток Φ контура lсвязан с магнитной проницаемостью $\mu\mu_0$, напряженностью H и площадьюS следующим соотношением

$$\Phi = \mu\mu_0 HS \quad (5)$$

Из (5) можно сделать вывод, что изменение магнитного потока Φ может быть достигнуто изменением магнитной проницаемости - $\frac{d\mu}{dt}$, напряженности поля $\frac{dH}{dt}$ и площадью витка контура $\frac{dS}{dt}$.

Закон полного тока для ТТ согласно (1) запишется как

$$\oint_l Hdl = F_{мдс}, \quad (6)$$

где $F_{мдс} = I_1 w_1$- магнитодвижущая сила, созданная первичным током I_1; l – средняя длина магнитного пути в кольцевом сердечнике;

Из (5) получаем, что напряженность магнитного поля магнитопровода равна

$$H = \frac{I_1 w_1}{l} \quad (7)$$

Таким образом, из (7) можно сделать вывод, что напряженности поля определяется прямо пропорциональной зависимостью по отношению к току линии $\frac{dI_1}{dt}$, числу витков первичной обмотки $\frac{dw_1}{dt}$ и обратно пропорционально длине контура$\frac{1}{dldt}$.

Учитывая (3), (4) и (7) получаем, что магнитный поток в магнитопроводе

$$\Phi = \mu\mu_0 S \frac{I_1 w_1}{l} \quad (8)$$

Тогда учитывая (2) и (8) ЭДС первичного контура можно определить следующим образом

$$e_1 = -\mu\mu_0 w_1 \frac{S}{l}\frac{dI_1}{dt} \quad (9)$$

В соответствии с явлением взаимной индукции наводящаяся *ЭДС* во вторичной цепи, обусловленная первичным током I_1, и с учетом того, что токи рассматриваемой системы направлены встречно, определяется как

$$e_2 = M_{21}\frac{dI_1}{dt}, \quad (10)$$

где M_{21} – взаимная индуктивность вторичной и первичной обмоток.

Записав первичный ток в комплексной форме действующее значение *ЭДС* взаимоиндукции вторичной цепи определяется как

$$E_2 = j\omega M_{21} I_1, \quad (11)$$

где $\omega = 2\pi f$ - угловая частота.

Взаимная индуктивность первичной и вторичной цепей равно

$$M_{21} = w_1 w_2 \Lambda_M, \quad (12)$$

где Λ_M – проводимость магнитного пути, по которому замыкается основной магнитный поток Φ.

Магнитная проводимость определяется как

$$\Lambda_M = \mu\mu_0\frac{S}{l}, \quad (13)$$

где $\mu \neq \text{const}$ - относительная магнитная проницаемость материала сердечника;$\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ *Гн/м* - магнитная постоянная; S- площадь поперечного сечения магнитопровода.

Из (11) учитывая (12) и (13) *ЭДС* на зажимах вторичной обмотки равно

$$E_2 = j\omega w_1 w_2 \mu\mu_0\frac{S}{l} I_1 \quad (14)$$

Для тороидального магнитопровода площадь поперечного сечения равна [4]

$$S = \eta_{м/пр}\frac{(D_н - d_{вн})}{2}h, \quad (15)$$

где h – высота кольцевого сердечника прямоугольного сечения;$\eta_{м/пр}$- коэффициент заполнения магнитопровода сталью; $D_н и d_{вн}$- наружный и внутренний диаметр кольцевого сердечника;

Для магнитопровода выполненного в виде тороида средняя длина магнитного пути равна [4]

$$l = \frac{(D_н - d_{вн})}{ln\frac{D_н}{d_{вн}}}\pi \approx \frac{(D_н - d_{вн})}{2}\pi \quad (16)$$

Подставляя в (1.14) выражения (1.15) и (1.16) *ЭДС* вторичной обмотки равна

$$E_2 = j2f w_1 w_2 \mu\mu_0 h I_1, \quad (17)$$

гдеf - частота переменного тока, равная 50 Гц

Вторичный ток согласно закону Ома определяется по формуле

$$I_2 = \frac{E_2}{Z_2 + Z_н} \quad (18)$$

Учитывая (17) связь между токами первичной и вторичной обмоток определяется следующим выражением

$$I_2 = \frac{j2f w_1 w_2 \mu\mu_0 h I_1}{Z_2 + Z_н} \quad (19)$$

Полная вторичная мощность ТТ выражена следующим выражением

$$S_2 = {I_2}^2 Z_н \quad (20)$$

С учетом (19) из (20) имеем

$$S_2 = Z_н\left(\frac{j2f w_1 w_2 \mu\mu_0 h I_1}{Z_2 + Z_н}\right)^2 \quad (21)$$

Согласно полученной формуле (21) был произведен расчет выходной мощности S_2 в зависимости от изменения нагрузки $Z_н$(рис.1). Был взят тороидальный ТТ со следующими параметрами:

- коэффициент трансформации: 30/1;
- сопротивление вторичной обмотки постоянному току: 4,3 Ом;
- наружный диаметр кольцевого сердечника: 70 мм;
- внутренний диаметр кольцевого сердечника: 170 мм;
- высота кольцевого сердечника: 85 мм;
- первичный ток: 300 А.

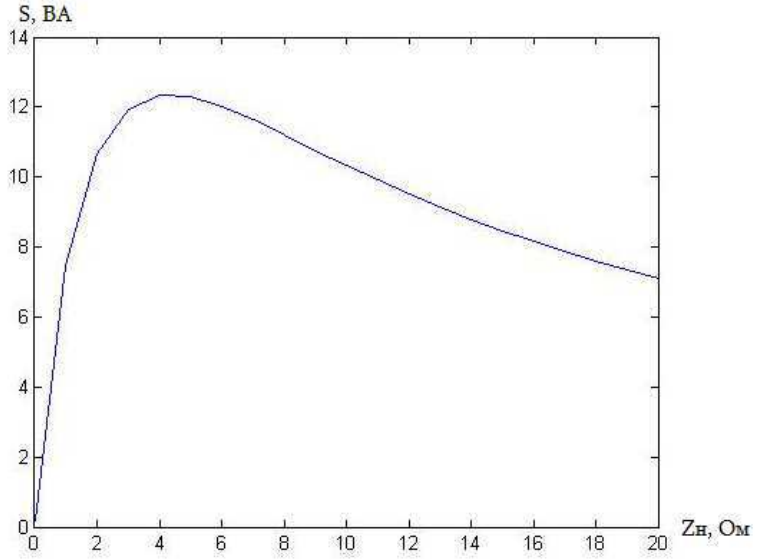


Рис. 1. Зависимость выходной мощности ТТ от величины сопротивления нагрузки

ВЫВОДЫ

Значение выходной мощности у ТТ в значительной степени определяется величиной и характером нагрузки. По мере увеличения нагрузки от нуля до бесконечности, мощность возрастает, затем снижается. Наибольшая мощность получается, когда сопротивление нагрузки равно сопротивлению вторичной обмотки, составляющей 4,3 Ом. Получаемой мощности, составляющей порядка 12 ВА, будет достаточно для питания электроники периферийных постов телеметрии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кузнецов, П.А. Совершенствование мониторинга ВЛЭП при экстремальных метеорологических воздействиях: дис. канд. техн. наук / П.А. Кузнецов – Саратов, 2007 - 170с.
2. Лебедева, Ю.А. Выбор концепций развития воздушных линий электропередачи 110-220 кВ, подверженных экстремальным метеорологическим воздействиям: дис. канд. техн. наук / Ю.А. Лебедева – Саратов, 2011 - 147с.
3. Дьяков, А.Ф. Проблемы надежности и безопасности энергоснабжения в условиях либерализации и дерегулирования в электроэнергетике /А.Ф. Дьяков // Энергетик. – 2005. – № 8. – С. 2-9
4. Трансформаторы тока / В. В. Афанасьев, и др. . – 2-е изд., перераб. и доп . – Л. : Энергоатомиздат, 1989 . – 416 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МАЛОЗАТРАТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ 6-10 КВ СТАВРОПОЛЬСКОЙ ГОРЭЛЕКТРОСЕТИ

П.М. Ревенко
Северо-Кавказский федеральный университет
Институт электроэнергетики, электроники и нанотехнологий
Кафедра автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения

Уровень потерь электроэнергии в распределительных сетях России остается сравнительно высоким и подлежит неукоснительному снижению.

Разработка низкозатратных мероприятий позволяет добиться уменьшения величины потерь энергии без особых финансовых затрат на их реализацию.

Интенсивное внедрение в электрических сетях современных информационных технологий – современных программно-вычислительных комплексов (ПВК) – требует пересмотра имеющихся подходов и разработки новых методик расчета и снижения потерь энергии в них, интеграции автоматизированных систем с целью повышения надежности и экономичности работы электрических сетей.

Основными тенденциями применения современных информационных технологий, в том числе и при расчете, анализе и снижении потерь энергии в сетях, является объединение в едином комплексе нескольких расчетных модулей, работающих с единой базой данных (БД).

Для решения задач снижения потерь электроэнергии путем разработки малозатратных мероприятий наиболее эффективными являются методы оптимизации величины напряжения в центре питания и поиска наиболее оптимального места размыкания контуров [1]. Одним из программных комплексов, с помощью которых может быть оценена эффективность этих мероприятий, является ПВК АМУР РС [2].

В ПВК АМУР РС реализован случай расчета, когда два фидера, питающихся от одного или разных центров питания (ЦП), соединяются с помощью перемычки (например, отрезком линии с линейным разъединителем или секционирующим выключателем) в сеть с двусторонним питанием. Пример такой сети, образованной двумя реальными фидерами 10 кВ Ставропольской Горэлектросети (фидер №143 и фидер №139 ПС «Западная 10кВ») показан на рисунке 1.

На схеме контура, представленной на рисунке 1, у каждой ТП 10/0,4 кВ указана ее мощность, а в местах разветвлений или присоединения ТП к линии – номера опор в форме «номер отпайки» / «номер опоры». Перемычка (линия связи) показана пунктиром. Указаны также марки кабелей, которыми выполнены магистрали фидеров.

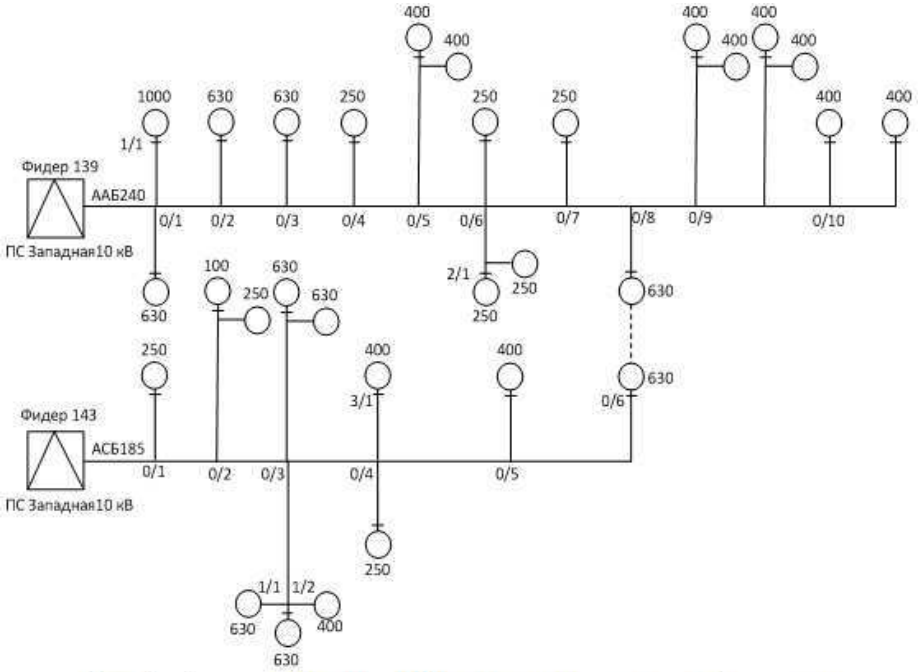


Рис. 1. Схема контура, образованного двумя фидерами

Из результатов расчета для конкретной сети 10 кВ Ставропольской Горэлектросети, приведенной на рисунке 1, только за счет переноса точки постоянного размыкания двух фидеров на соседний участок линии можно сэкономить за год более 25000 кВт.ч электроэнергии из-за снижения технических потерь. В соответствии с полученными результатами построена гистограмма изменения разницы потерь энергии в различных местах размыкания (рисунок 2).

Расчеты, выполненные с помощью ПВК АМУР РС для большинства участков сетей 6-10 кВ Ставропольской Горэлектросети, показали, что нормальные точки размыкания исследуемых замкнутых контуров с двусторонним питанием не соответствуют критерию минимизации потерь электроэнергии. За счет изменения мест размыкания удалось добиться снижения технических потерь энергии примерно на 777,5 тыс. кВт.ч в год.

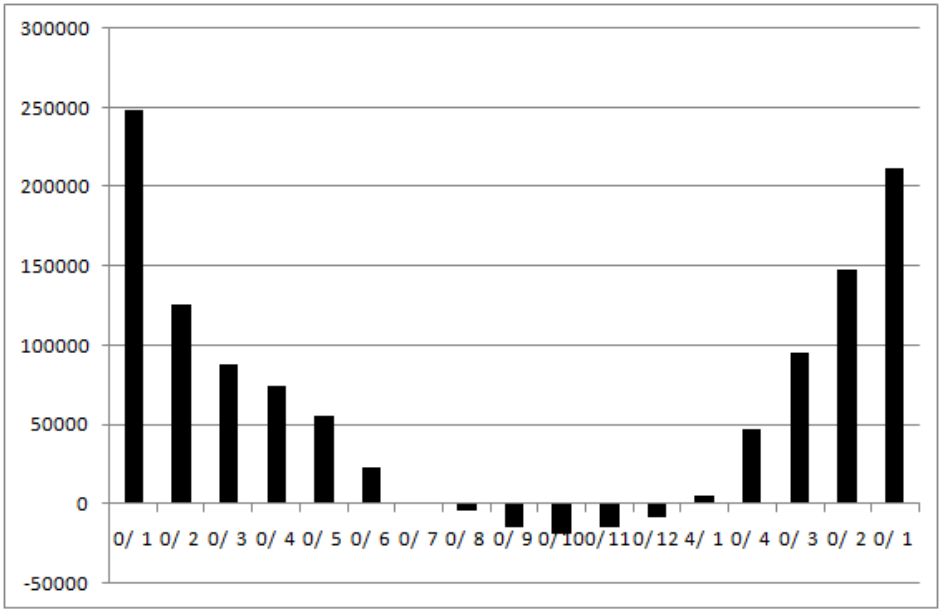


Рис. 2. Гистограмма изменения разницы потерь энергии при размыкании контура в различных местах между фидером №139 ПС «Западная 10 кВ» и фидером №102 ПС «Северная 10 кВ».

Анализ уровней напряжения на шинах 6–10 кВ питающих подстанций исследуемого района показал, что в течение года напряжение изменяется от 5,8–6,6 и 10,1 до 11 кВ, вызывая повышенные ПЭ в стали трансформаторов. АРН на подстанциях отсутствуют. Для уменьшения потерь, необходимо снизить уровень напряжения на шинах 10 кВ питающих подстанций 35-110/10 кВ с помощью устройств РПН трансформаторов. Нагрузочные ПЭ при этом несколько возрастут, но уменьшение потерь в стали перекрывает этот рост.

Из вышеизложенного следует, что может быть сформулирована и решена задача минимизации ПЭ в РЭС за счет регулирования напряжения в ЦП с учетом ограничений на качество напряжения у потребителей.

Однако, когда речь идет о минимизации потерь за определенный период, следует иметь в виду, что напряжение центра питания не остается постоянным, а изменяется в некотором диапазоне.

Диапазон изменения напряжения центра питания в течение некоторого периода, в основном, определяется задающим напряжением энергосистемы, т.е. уровнями напряжения на электростанциях, загрузкой питающей сети, характером изменения нагрузки потребителей УЭС и т.п. Поэтому ширина диапазона для идентичных периодов разных лет может приниматься постоянной. Таким образом, при изменении коэффициента трансформации питающего трансформатора в центре питания с помощью устройства РПН происходит смещение диапазона без изменения его ширины. Поэтому должна ставиться задача минимизации потерь электроэнергии путем отыскания оптимальных значений напряжения в центре питания при соблюдении ограничений на качество напряжения у потребителей.

Целесообразность изменения напряжения на подстанциях с помощью устройств РПН питающих трансформаторов следует оценивать с учетом того, что заданный при расчете желаемый уровень напряжения на стороне НН РТ 0,38 кВ предполагает необходимость изменения уставок переключателя ПБВ на ряде ТП, на которых могут быть нарушены ограничения по качеству напряжения у потребителей. Затраты на выполнение этих переключений в сети могут превысить ожидаемый экономический эффект от снижения потерь энергии.

Регулирование напряжения в ЦП является эффективным средством снижения как технических, так и коммерческих потерь электроэнергии в сетях. Расчеты, выполненные для Ставропольской Горэлектросети, показали, что с точки зрения снижения потерь энергии выгодно снизить уровни напряжения на шинах 6–10 кВ питающих подстанций в среднем на 0,4 кВ. При этом удалось добиться снижения технических потерь электроэнергии до 475,2 тысяч кВт.чв год.

Таким образом, применение предложенных к внедрению малозатратных мероприятий позволит добиться снижения потерь электроэнергии в сетях 6-10 кВ Ставропольской Горэлектросети на величину около 1252,7 тыс. кВт.ч в год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Степанов А.С. Местные электрические сети 6-10 кВ: методы и алгоритмы расчета, анализа и управления. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2001. 136 с.
2. Степанов А.С., Ермолаев А.Ю. Программное обеспечение АСДУ РЭС // Электрические станции. 1998. № 7. С.47-50.

Научный руководитель: А. С. Степанов, д.т.н., доцент, заместитель директора ИЭЭиН СКФУ по науке.

ПРОГРАММНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕТОДА ВЫСОКОЧАСТОТНОЙРЕФЛЕКТОМЕТРИИ

Н.В. Пономарев
Кафедра электроснабжения горных и промышленных предприятий
Института энергетики Кузбасского государственного технического университет
имени Т.Ф. Горбачева

На сегодняшний день существует множество технических систем неразрушающего диагностического мониторинга силовых высоковольтных кабельных линий (КЛ), алгоритмы работы которых основываются на различных методах диагностики [1]. По мнению автора, система неразрушающего диагностического мониторинга КЛ, отвечающая всем современным требованиям [1,2], способная сравниться или даже превзойти по точности определения степени повреждений КЛ существующие, может быть разработана на основе метода высокочастотной рефлектометрии [1,4].

Метод высокочастотной рефлектометрии основан на особенностях распространения электромагнитных волн в длинных линиях, чья физическая длина сравнима или сколь угодно превосходит длину электромагнитной волны, и заключается в определении коэффициента отражения КЛ, последовательно на всем диапазоне частот зондирующего напряжения, причем указанный коэффициент отражения представляют в виде:

$$\Gamma = \frac{Z_{в} - Z_{вх}}{Z_{в} + Z_{вх}}, \qquad (1)$$

где Г − коэффициент отражения КЛ; $Z_{в}$ − волновое сопротивление КЛ; $Z_{вх}$ − входное сопротивление КЛ.

Входное сопротивление КЛ измеряется непосредственно на контролируемой КЛ последовательно на всем диапазоне частот зондирующего напряжения. Значение волнового сопротивление КЛ также определяется непосредственно на контролируемой КЛ или берется из справочных данных.

На основе полученных коэффициентов отражения КЛ производится вычисление спектральной плотности пространственных гармоник модулей коэффициентов отражения с помощью преобразования Фурье. Изменение спектральной плотности пространственных гармоник модулей коэффициентов отражения определяет место нахождения дефекта в изоляции КЛ и определяется величиной емкости участка КЛ имеющий дефект. В свою очередь величина емкости участка КЛ, имеющий дефект, определяет степень развития дефекта в изоляции КЛ. Предельная величина емкости (дальнейшее развитие дефекта изоляции КЛ приведет к пробою изоляции) вычисляется для каждого типа кабеля и кабельных муфт на основе значений пробивных напряжений изоляционных материалов.

Для определения расчетных параметров разрабатываемой автоматической системы диагностического мониторинга КЛ [1], было произведено моделирование метода высокочастотной рефлектометрии в программной среде моделирования Matlab Simulink.

Изображенная на рисунок 1 модель диагностической системы состоит из КЛ, измерительно-вычислительного прибора (ИВП) и согласованной с КЛ активной нагрузки. В свою очередь КЛ состоит из трех участков с типовыми электрическими параметрами трехфазного силового высоковольтного кабеля 10 кВ в общей металлической оболочке с бумажной пропитанной изоляцией. Величина активной нагрузки соответствует величине волнового сопротивления КЛ (КЛ согласована с нагрузкой). Измерительно-вычислительный прибор MCD производит необходимые измерения и вычисляет на основе метода высокочастотной рефлектометрии [3,4] спектральную плотность гармоник модуля коэффициента отражения КЛ и распределенную емкость вдоль КЛ.

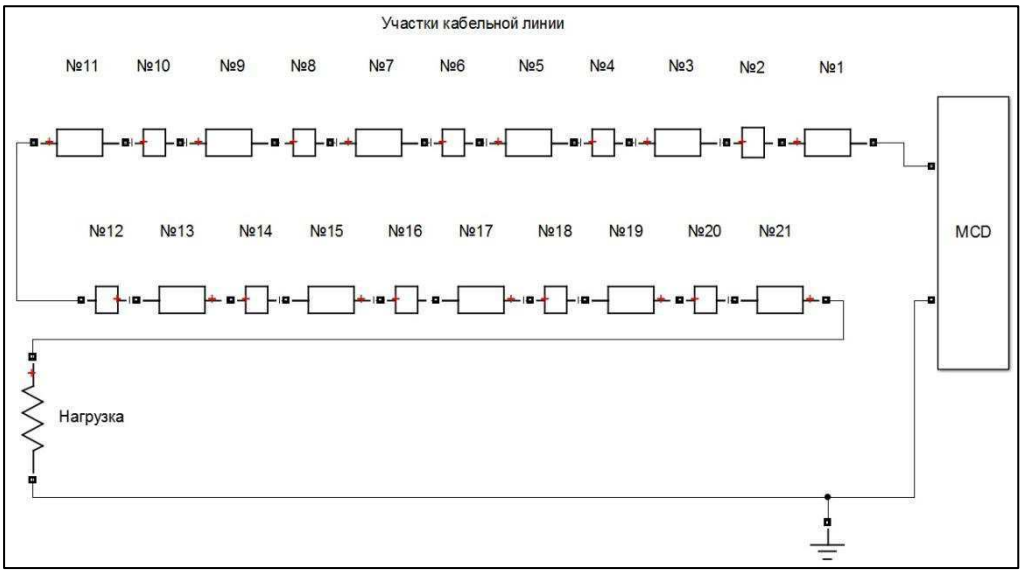


Рис. 1. Модель диагностической системы

Для упрощения была использована однофазная модель кабеля. Использовались следующие параметры кабеля: длина кабеля L = 300 м; сечение жилы D = 120 мм^2; удельное активное сопротивление жилы кабеля R_0 = 0,1523 Ом/км; удельная емкость жилы кабеля C_0 = 0,333 мкФ/км; удельная индуктивность кабеля L_0 = 0,268 мГн/км [7]. Нагрузкой является активное сопротивление, согласованное с КЛ: $R_{нагр.} = |Z_в|$. Моделирование дефектов КЛ производилось внесением локальных участков кабеля с увеличенной емкостью.

Причинами использования в модели такого вида кабеля является его широкое применение на промышленных предприятиях и в городских распределительных сетях. Также по данным из [6] 100% КЛ на напряжения 6-35 кВ на предприятиях России требуют полную или частичную замену, а также ремонт концевых и соединительных муфт. При этом на КЛ на напряжения 6-10 кВ приходится более 70% всех нарушений электроснабжения потребителей [5]. Все вышеизложенное обуславливает использование в первую очередь этого вида кабеля для апробации метода высокочастотной рефлектометрии.

В качестве зондирующих воздействий измерительно-вычислительный прибор MCD последовательно подавал на КЛ напряжения частотой от 547,4 МГц до 600 МГц с шагом дискретизации 100 кГц.

Участки КЛ №1, №3, №5, №7, №9, №11, №13, №15, №17, №19, №21 (рисунок 1) имеют вышеуказанные электрические параметры кабеля. Участки КЛ №2 и №20 (рисунок 1) моделируют участки КЛ с предельным локальным дефектом изоляции величиной C_0 = 0,025 пФ [5], расположенные на расстоянии 25 и 265 метров от места присоединения ИВП соответственно. Остальные участки КЛ моделируют дефекты КЛ, находящиеся в разной степени развития.

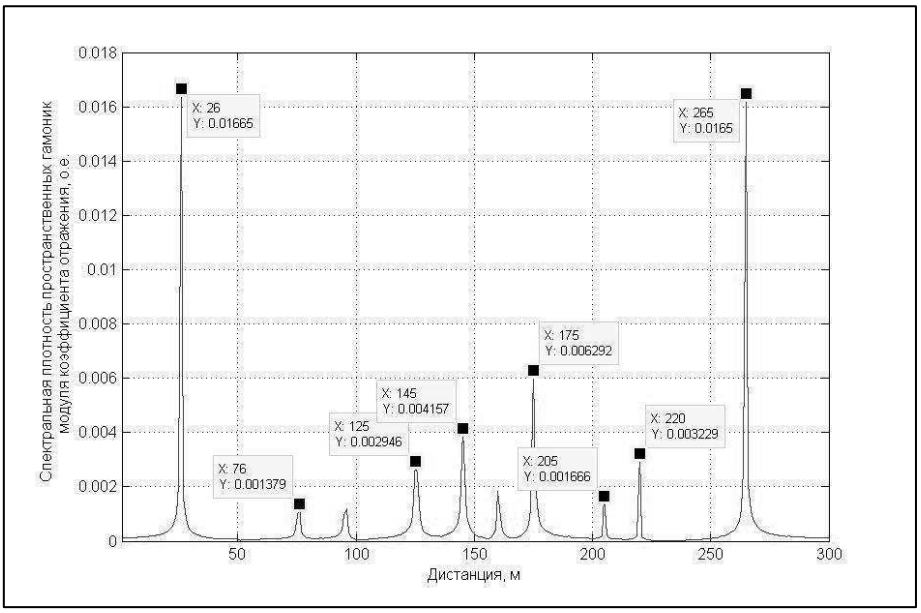


Рис. 2. График распределения спектральной плотности пространственных гармоник

На основе, представленного на рисунке 2 графика распределения спектральной плотности пространственных гармоник модуля коэффициента отражения КЛ, соответствующего модели дефекта КЛ, представленного на рисунке 2, можно сделать следующие выводы: метод способен определять степень развития нескольких дефектов изоляции КЛ и мест их образования; теоретически метод способен определять состояние изоляции КЛ с бесконечной длинной (границы измерения КЛ определяются мощностью MCD, диапазоном частот и степень дискретизации зондирующего напряжения); существует погрешности изменения спектральной плотности пространственных гармоник от места образования дефекта и локализации места дефекта (вышеуказанные погрешности нивелируются уменьшением шага дискретизации зондирующего напряжения).

Стоит заметить, что метод высокочастотной рефлектометрии возможно применять на КЛ находящейся в работе (в режиме on-line), не требует значительного времени наблюдения в сравнении с методом измерения частичных разрядов и менее критичен в технической реализации чем метод импульсной рефлектометрии.

ВЫВОДЫ

Произведенное программное моделирование дало необходимую информацию для дальнейшей разработки автоматизированной системы диагностического мониторинга КЛ и подтвердила возможность применения метода высокочастотной рефлектометрии для выявления локальных дефектов изоляции кабельных линий 10 кВ.

Произведенная работа выявила необходимости определения критериев оценки состояния кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и разработки наиболее подходящей для применения метода высокочастотной рефлектометрии схемы соединения с диагностируемой КЛ, способной применяться в режиме on-line. Также были выявлены необходимости в разработке схемы заградительного элемента, ограничивающего границу измерения MCD (то места присоединения MCD до места присоединения электроприемника) и расчета необходимой мощности зондирующего воздействия MCD, необходимой для производства достаточно точных измерений.

Разработка автоматизированной системы диагностического мониторинга КЛ на базе метода высокочастотной рефлектометрии является перспективной задачей, так как данный метод менее требователен к аппаратному обеспечению, имеет высокую помехоустойчивость, требует малого времени наблюдения, способен определять как локальные, так и распределенные дефекты, может применяться для диагностики в режиме on-line и имеет конкретные критерия оценки состояния кабелей с пропитанной бумажной изоляцией [4,5].

Дальнейшая работа по определению критериев оценки состояния кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена позволит применять данный метод для КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 10 кВ и выше.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Пономарев Н.В. Анализ методов диагностики состояния силовых высоковольтных кабельных линий.// Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2012. №5. С.68-71.
2. Кобец Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.
3. Лебедев Г.М., Бахтин Н.А., Брагинский В.И. Математическое моделирование локальных дефектов изоляции силовых кабелей 6-10 кВ. // Электричество. 1998. №12. С.23-27.
4. Лебедев Г.М., Бахтин Н.А., Брагинский В.И. Определение дефектов изоляции кабельных линий высокочастотным методом контроля.// Электрика. 2003. №7.С.37-40.
5. Лебедев Г.М. Повышение эффективности эксплуатации кабельных линий 6-10 кВ в системах электроснабжения на основе неразрушающей диагностики: дис. на соиск. учен.степ. д-ра. техн. Наук / Московский энергетический институт. Москва, 2007. 408 с.
6. Кустов А.И. Существует ли в России диагностика силовых кабельных линий и электрооборудования … и зачем она нужна. // Газета – Энергетика и промышленность России. 2006. №8. С.30-38.
7. Астахов Б.А., Баумштейн И.А. Справочник по электротехническим установкам высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1989. 768 с.

Научный руководитель: Г.М. Лебедев, д.т.н., доцент кафедры электроснабжения горных и промышленных предприятий Института энергетики Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева.

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОЙ СТРАТЕГИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

М.В. Долгов, И.В. Сорокин

Новосибирский государственный технический университет, факультет энергетики, кафедра автоматизированных электроэнергетических систем

Техническое обслуживание и ремонты (ТОиР) оборудования электростанций и электрических сетей является основным инструментом в обеспечении их надежности. При этом особая роль принадлежит диагностике электрооборудования (ЭО), которая призвана при минимальных затратах обеспечить достаточный объем информации о его техническом состоянии [1]. В последние 10-15 лет актуальной, обсуждаемой во всем мире проблемой является выбор и обоснование стратегии технического обслуживания оборудования, которая приносила бы энергокомпании максимальный доход без риска для надежности [2]. Одной из эффективных стратегий признана стратегия профилактик. Согласно ей предотвращение аварийных отказов оборудования достигается путем введения упреждающих корректирующих воздействий, направленных на устранение опасных неисправностей (дефектов). При этом разные модификации стратегии профилактического обслуживания базируются на разных принципах использования результатов диагностирования и информации о надежности электрической сети:

1) по фиксированной периодичности профилактик (TimeBasedMaintenance);
2) по фактическому состоянию (ConditionBased Maintenance);
3) попрогнозируемойнадежности (Reliability Centered Maintenance);
4) по оценке вероятного риска (RiskBasedMaintenance).

Как показывает анализ публикаций [1-3] подобное многообразие стратегий профилактического обслуживания не всегда экономически и технологически оправдано, так как ориентировано, главным образом, на информационно избыточные системы реального времени. В распределительных электрических сетях с относительно не высоким уровнем автоматизации контроля и технологией периодического диагностирования объективно оправданной является стратегия, основанная на возможности адаптации частоты профилактик к фактической (желаемой) частоте обнаружения опасных дефектов в оборудовании. Поэтому для самого массового оборудования 110-35-10(6) кВ значительного эффекта можно ожидать, применяя стратегию обслуживания по фактическому состоянию [3].

Целью статьи является разработка вероятностной модели и процедуры идентификации дефектов в маслонаполненном ЭО по результатам газовой хроматографии, а также их анализ в рамках стратегии технического обслуживания по фактическому состоянию.

Широкое применение при моделировании надежности ЭО получили однородные Марковские процессы (ОМП) с непрерывным временем [3]. Моделью является направленный граф, вершины которого представляют собой вероятности состояний $P_i \left(i = \overline{1,n}\right)$, а операторы ветвей – интенсивности переходов $\lambda_{ij} \left(j \neq i\right)$. ОМП может быть описан матричной системой уравнений состояния $\boldsymbol{\lambda} \cdot \mathbf{P} = 0$.

Необходимо разработать такую модель, которая соответствовала бы следующему словесному описанию. Из состояния 1 «норма» ЭО с интенсивностью ω_d объект переходит в состояние 2 «норма с отклонением». Периодически с заданной интенсивностью $t_к^{-1}$ ЭО подвергается диагностированию (переход 2-4), в результате чего с вероятностью q дефект может быть не обнаружен. В таком случае объект из состояния 4 перейдет в состояние 2 с интенсивностью $q \cdot T_к^{-1}$, откуда в процессе дальнейшего развития дефекта с интенсивностью ω_0 произойдет его аварийный отказ (переход 2-5). Если в состоянии 4 дефект будет обнаружен, то с интенсивностью $(1-q) \cdot T_к^{-1}$ произойдет переход в состояние 3 «профилактика», из которого в результате корректирующих воздействий продолжительностью $T_п$ будет восстановлена работоспособность ЭО (переход 3-1). В состоянии 5 «отказ» объект пребывает в течение времени восстановления (замены) $T_в$, после этого он возвращается в состояние 1 «норма». Полученная модель показана на рис. 1. Здесь приняты следующие специальные обозначения: (Н) – «норма» (работоспособное состояние); (НСО) – «норма с отклонением» (наличие развивающегося дефекта); (П) – профилактика (устранение неисправности); (Д) – диагностирование; (О) – отказ. Численное решение системы уравнений состояния, например, в программной среде MathCAD при заданных характеристиках процесса позволяет не только оценить влияние некоторых параметров на эксплуатационную надежность ЭО, но и определить периодичность профилактик для стратегии обслуживания по фактическому состоянию.

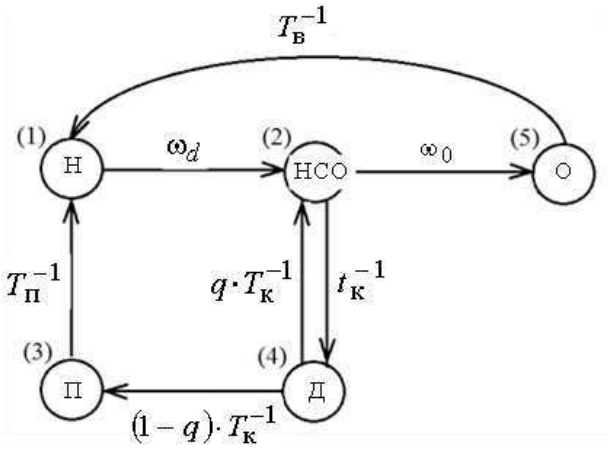
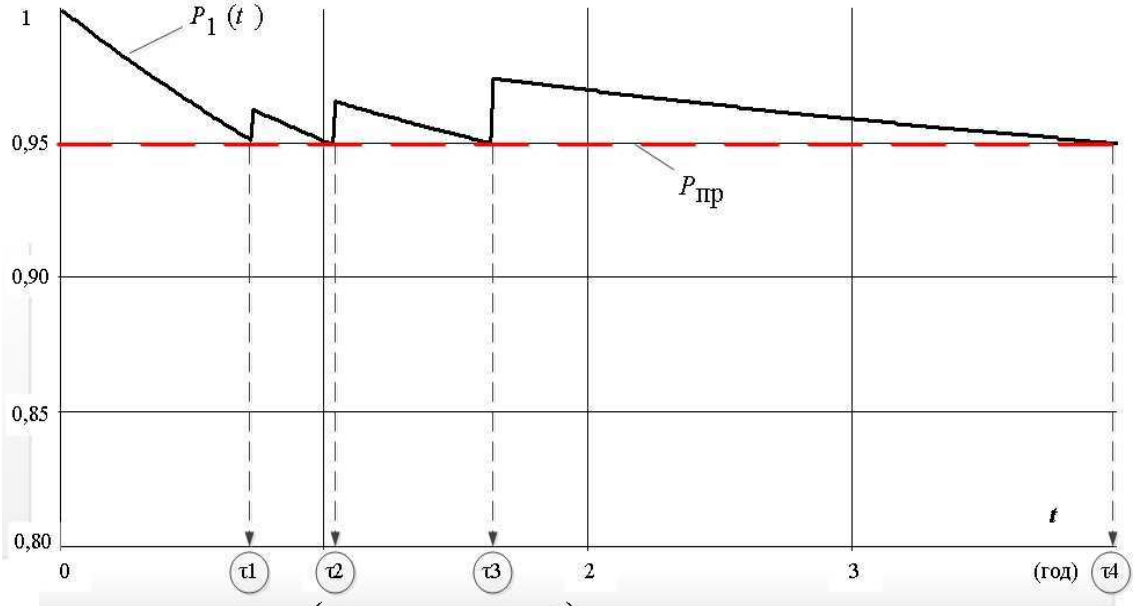
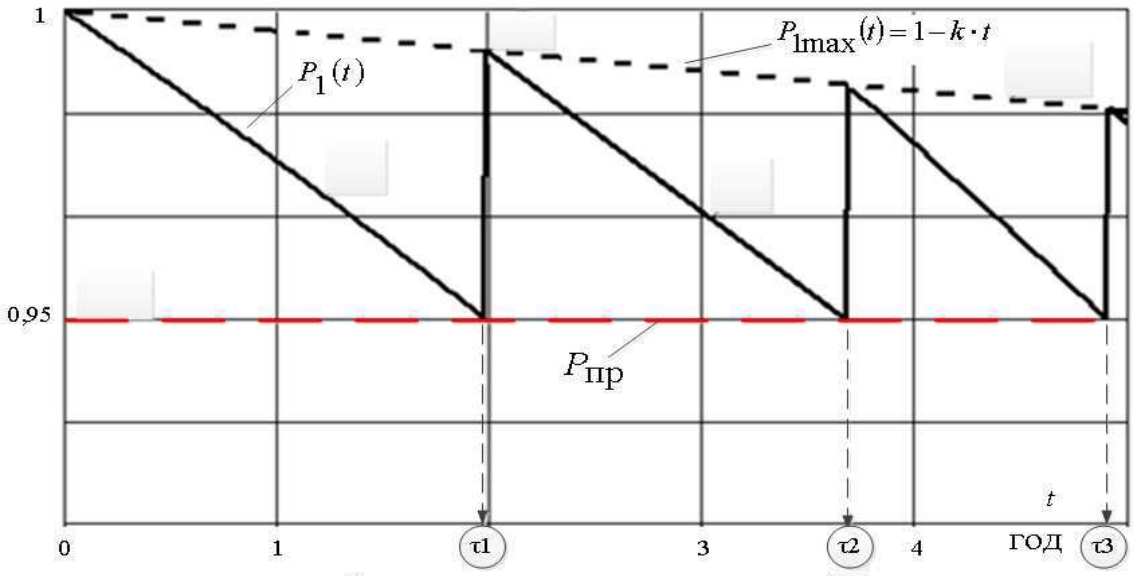


Рис. 1. Граф состояний для разрабатываемой стратегии.

В качестве показателя при оценке надежности использовалось значение вероятности работоспособного состояния (P_1) ЭО. В частности установлено, что параметром, оказывающим наибольшее влияние на надежность, является частота обнаружения дефектов ω_d. С использованием разработанной модели построены две модификации стратегии обслуживания ЭО по фактическому состоянию, предназначенные для практического применения на различных этапах эксплуатации объекта. Графическая интерпретация дана на рис. 2. На рис. 2,а показана стратегия для этапа приработки ЭО. Ее характерной особенностью является увеличение периодичности профилактик по мере уменьшения значения ω_d.



а – этап приработки ЭО $\left(\omega_d = 0{,}1 \div 0{,}05 \text{ год}^{-1}\right)$, τ_i – моменты последовательных профилактик.



б – этап нормальной эксплуатации ЭО

$\left(\omega_d = 0{,}1\ \text{год}^{-1},\ \omega_0 = 0{,}015\ \text{год}^{-1},\ q = 0{,}55,\ T_{\text{к}} = 0{,}001\ \text{год},\ T_{\text{п}} = 0{,}005\ \text{год},\ T_{\text{в}} = 0{,}03\ \text{год}\right)$

Рис. 2. Стратегия технического обслуживания ЭО по состоянию.

Стратегия для этапа нормальной эксплуатации ЭО (рис. 2,б) подчиняется двум непременным условиям: 1) $\omega_{\text{d}} = \text{const}$; 2) присутствует остаточная деградация состояния объекта с интенсивностью $k = 0{,}0001\,\text{год}^{-1}$.

Частота обнаружения дефектов является той характеристикой модели ТОиР, которую можно определять статистическим путем, используя диагностическую информацию. Одним из наиболее информативных методов диагностирования маслонаполненного ЭО является хроматографический анализ растворенных газов (ХАРГ). Идентификация дефектов в ЭО выполняется согласно нормативным указаниям [4] и основана на анализе концентраций $A_{\text{l}}\ \left(\text{l} = \overline{1,7}\right)$ диагностических газов. Современный уровень развития технических средств диагностики обусловил появление нового поколения промышленных хроматографов типа 7X, предназначенных для автоматического непрерывного контроля содержания газов и влаги, растворенных в трансформаторном масле [5]. Ориентация на данный прибор позволила разработать специализированный Soft, выполняющий следующие функции: сбор и обработку сигналов хроматографа по диагностическому алгоритму на основе критериев [6], проверку достоверности диагноза по методике Дюваля [6], хранение обработанных данных и формирование статистик, расчет средней частоты обнаружения дефектов типа разряд и перегрев на фиксированном интервале эксплуатации ЭО. На рис. 3 показан рабочий интерфейс программы, и пример идентификации дефектного состояния ЭО с ее применением.

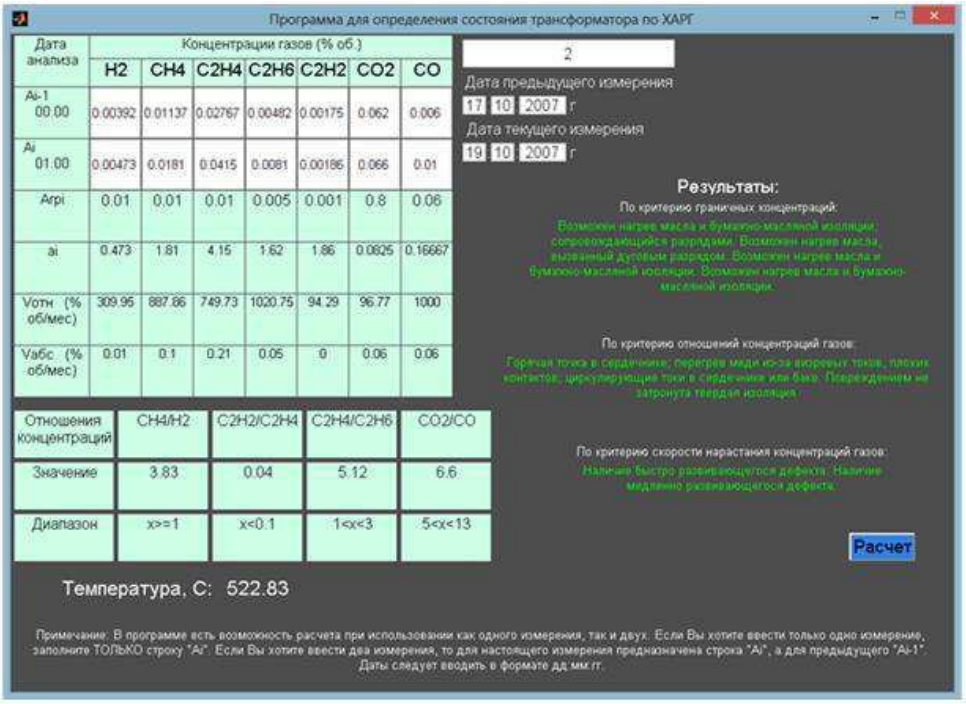


Рис. 3. Рабочий интерфейс программы идентификации дефектов ЭО по ХАРГ.

Пример иллюстрирует интерпретацию результатов ХАРГ блочного трансформатора (ТДЦ-250000/220) одной из Новосибирских ТЭЦ. Расчет примера также выполнен по методике Дюваля и показан на рис. 4. При сравнении результатов наблюдается очевидное совпадение диагнозов по обеим методикам: «прогнозируется развивающийся дефект типа перегрев, предположительно перегрев железа из-за нарушения циркуляции токов в сердечнике, дефектом не затронута твердая изоляция».

Газ	CH_4	C_2H_2	C_2H_4
%(Σ)	29	3	68

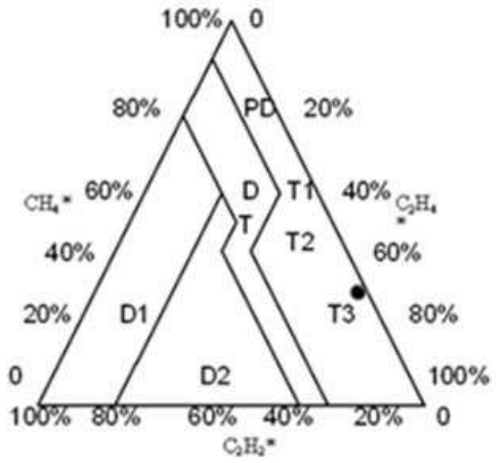


Рис. 4. Результат диагностирования по методике Дюваля.

ВЫВОДЫ:

1. Стратегия профилактического обслуживания ЭО по прогнозируемому техническому состоянию наиболее перспективна в условиях распределительных электрических сетей с относительно не высоким уровнем автоматизации контроля и диагностирования.
2. Разработана стратегия ТОиР, основанная на построении вероятностной модели надежности ЭО, позволяющей согласовать фактическую частоту профилактик с прогнозируемой частотой обнаружения опасных дефектов в оборудовании.

3. Для оценки текущего состояния и определения средней частоты отказов маслонаполненного ЭО разработан программный модуль, использующий данные ХАРГ и формирующий статистику.

4. Предложенные разработки еще нуждаются в адаптации к условиям реального применения, однако, реализованные в них возможности проверены практикой эксплуатации ЭО и имеют ряд неоспоримых достоинств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Овсянников А.Г. Стратегии ТОиР и диагностика оборудования // ЭЛЕКТРОЦЕХ, №9. 2008. – С. 6-9.
2. Risk-Based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Transmission System Equipment. Final Project Report. PSERC Publication 03-26, 2003. – P.78.
3. Левин В.М., Танфильева Д.В. Повышение эффективности управления процессами эксплуатации оборудования электрических сетей // Вестник НГТУ, №2, 2011. – С.135-146
4. РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – М.: НЦ ЭНАС, 2000. с.25.
5. Специализированный хроматографический анализатор развивающихся дефектов в маслонаполненном электрооборудовании. – URL: www.inte.ru/7.pdf.
6. Duval M. A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers // IEEE Electrical Insulation, Vol. 18, No. 3, 2002. – P. 8-17.

Научный руководитель: В.М. Левин, к.т.н., доцент, доцент кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛИН ПРОЛЕТОВ И УЧАСТКОВ ВЛ ПО ДАННЫМ КОСМОСНИМКОВ

О.С. Михайленко

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Севере-Кавказский федеральный университет», Институт Электроэнергетики, Электроники и Нанотехнологий, Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения

Энергетика одна из самых наукоемких отраслей, и как следствие, большое значение приобретает внедрение ЭВМ, что позволяет ускорить процессы расчетов, которые отличаются сложностью и требуют большойточности и быстроты.

Исследование заключается в анализе погрешности определения как суммарной длины линии, так и отдельных пролетов по данным космоснимков. Необходимость данного исследования заключается в проверке достоверности представленных данных в паспорте ВЛ, в связи с возможным переносом опор, и уточнении электрических параметров ВЛ. В работе предложен вариант определения координат опор по данным космоснимков, полученным при помощи программного комплекса «Google Планета Земля» и вычисления длины пролетов по географическим координатам.

При помощи данной программы возможно наблюдение различных мест на Планете Земля по данным космоснимков определенной давности, исследование интересуемых объектов, просмотр фотографий, а также, непосредственно интересуемое нас, определение координат (широта, долгота) и высоту над уровнем моря объекта.

Отображение координат происходит в формате – градусы, минуты, секунды.

Проблема распознавания координат возникает в том, что опора имеет собственную высоту и наблюдается под углом, поэтому определяем координаты в основании опор.

В ходе данного исследования была разработана методика и алгоритм определения длин пролетов воздушных линий по географическим координатам.

На рисунке 1 представлен алгоритм определения длин пролетов по географическим координатам.

Расчет длины пролета по координатам опор определяется по выведенной формуле:

$$D = R_з \cdot \arccos(\cos\varphi_1 \cdot \cos\varphi_2 + \sin\varphi_1 \cdot \sin\varphi_2 \cdot \cos(\lambda_1 - \lambda_2)) \quad (1)$$

Где φ_1, φ_2 – широта, λ_1, λ_2 – долгота, $R_з$ – радиус Земли, $R_з$=6371302 м.

Используя данную формулу получаем погрешность, т.к. не используется высота над уровнем моря каждой опоры. Поэтому проведем дополнительные вычисление длины пролета, используя высоту над уровнем моря по формуле:

$$L = \sqrt{D^2 + (h_1 - h_2)^2} \quad (2)$$

Где h_1, h_2 – высота над уровнем моря двух смежных опор.

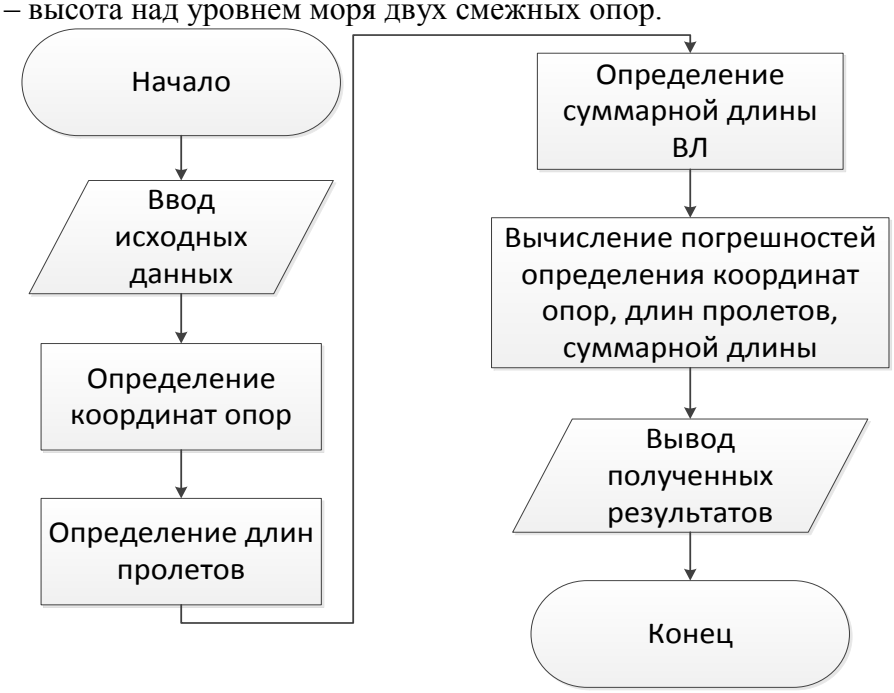


Рис. 1. Алгоритм выполнения расчетов

Для исследований выбрана ВЛ 500кВ.[2] В качестве эталонных значений координат опор выбраны координаты, указанные в паспорте ВЛ. В паспорте линии указаны типы и марки опор, их координаты, а также длины всех пролетов.

Имеется систематическая положительная погрешность определения координат опор по широте (минимальная - 21,012 м, максимальная – 65,765м) и долготе (минимальная – 0,059м, максимальная – 23,573м). Среднее значение погрешности по широте 36,676м, по долготе – 8,18м. Закон распределения погрешности близок к нормальному.

Закон распределения погрешности определения координат опор по широте представлен на рисунке 2, по долготе – на рисунке 3.

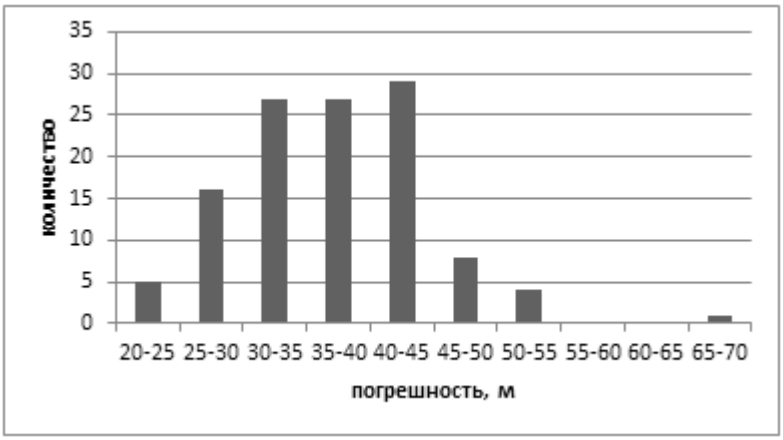


Рис. 2. Закон распределения погрешности по широте

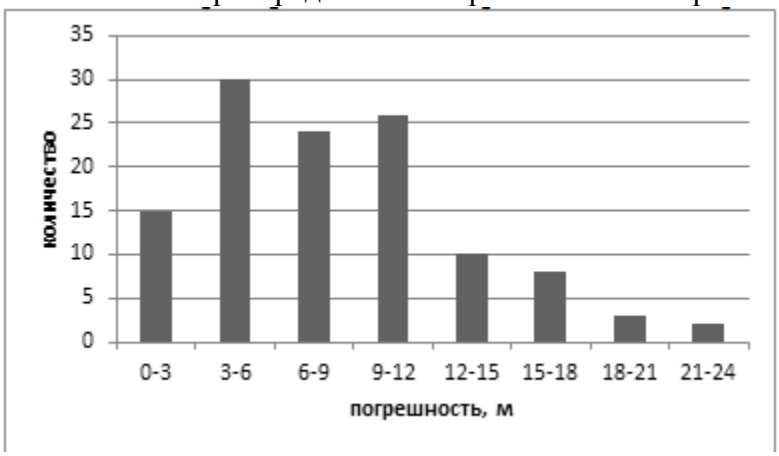


Рис. 3. Закон распределения погрешности по долготе

По выше предложенной методике произведен расчет длин пролетов ВЛ. Минимальное значение длины пролета равно 70,1155 м, максимальное – 1602,293 м.

Закон распределения длин пролетов изображен на рисунке 4.

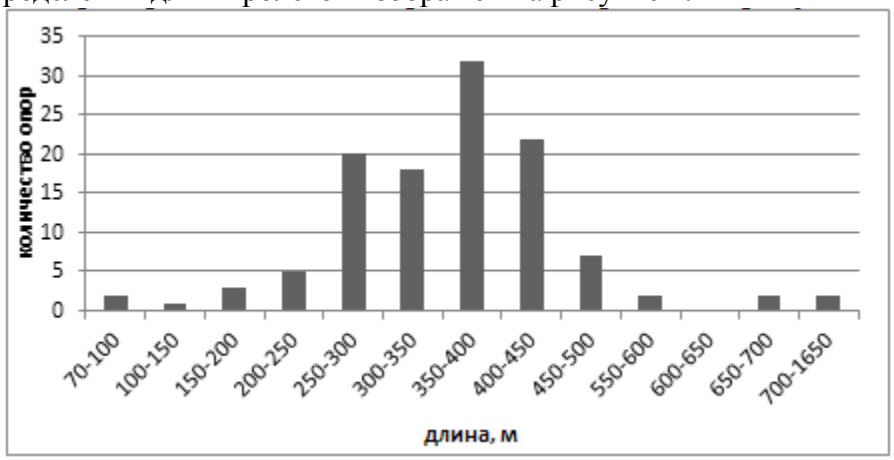


Рис. 4. Закон распределения длин пролетов

Для анализа полученных результатов была исследована погрешность, а также составлен закон распределения погрешности определения длин пролетов ВЛ по данным космоснимков.

Закон распределения погрешности длин пролетов в метрах представлен на рисунке 5, в процентах – на рисунке 6.

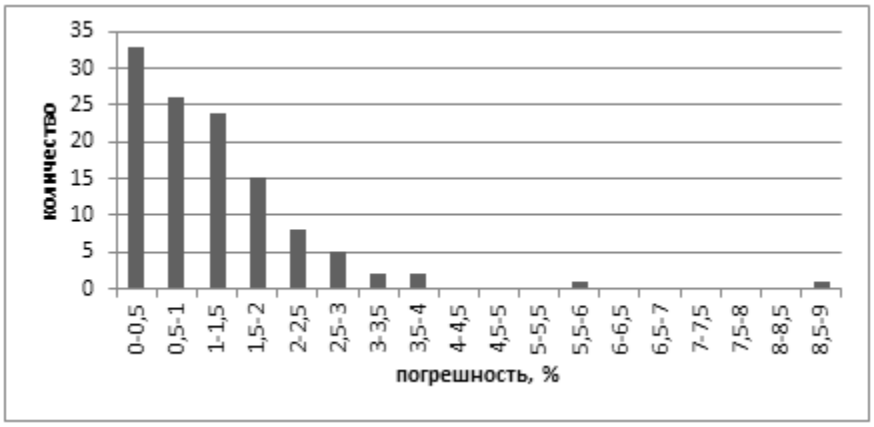


Рис. 5. Закон распределения погрешности длин пролетов в метрах

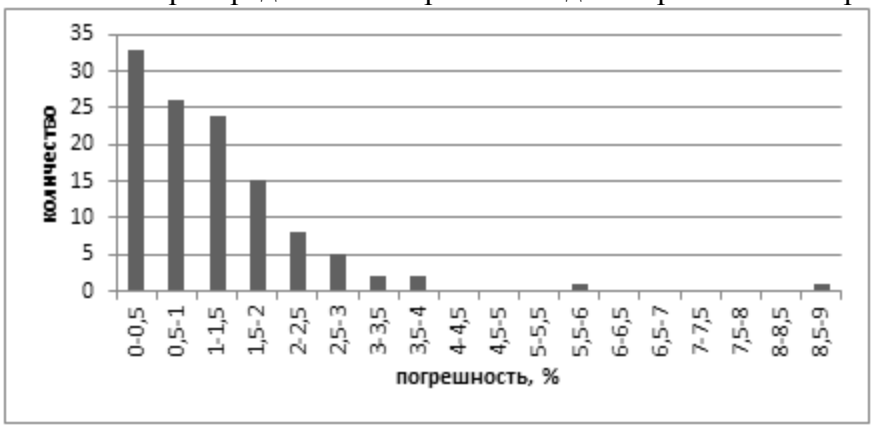


Рис. 6. Закон распределения погрешности длин пролетов в процентах

Предложенная методика определения длин пролетов по географическим координатам опор учитывает высоту над уровнем моря, но не учитывает стрелу провеса провода, так как она меняется со сменой времен года и, соответственно, температурой воздуха.

Недостатком предложенной формулы является неучет неидеальной сферичности Земли,поскольку в расчете участвует радиус, а у Земли, как у не совсем правильной сферы, он разный, скажем на северном полюсе (6335.437 км) и на экваторе (6399.592 км), то в расчете берется среднее значение (6372.795 км), что уже дает погрешность.

Минимальная погрешность определения длин пролетов составляет 0,0064м, максимальная – (-20,302м). Закон распределения нормален. Среднее значение погрешности определения длин пролетов -0,54м. Относительная погрешность уменьшается с увеличением длины участка линии. Погрешность носит случайный характер.

Предложенная методика определения длин пролетов по географическим координатам опор учитывает высоту над уровнем моря, но не учитывает стрелу провеса провода, так как она меняется со сменой времен года и, соответственно, температурой воздуха.

В целом по исследуемому участку погрешность составила -63,355м или -0,15%.

Таким образом космоснимки можно использовать для уточнения длин участков линии 500 кВ при отсутствии достоверной информации по координатам опор, что позволяет снизить затраты по сравнению с геодезическими методами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик; Под ред. М. И. Лисеева. – М. Энергоатомиздат, 1980. – 592 с.
2. Идельчик В.И., Конов Ю.Г., Кононов Ан.Ю. и др. Опыт разработки и внедрения комплекса программ для решения режимно-технологических задач расчета распределительных сетей Ставропольэнерго. Энергетика и энергосбережение Ставропольского края, СевКавГТУ, Ставрополь, 1, 2001. - С. 92-97.
3. Ярош В.А. Представление пространственных данных электрических сетей в геоинформационных системах / Деп. в ВИНИТИ 31.10.07 № 1016–В, 2007.

4. Патент № 2364889 Система для определения местоположения и пространственной ориентации опор линий электропередач и способ ее работы / Кононов Ю.Г., Шкиря А.А., 2009.

ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ СИСТЕМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА

В.Я. Горячев, А.Н. Лазарев, С.А. Михайлов
ФГБОУ ВПО «Пензенский государственный университет»

При проектировании современных систем электроснабжения всегда возникают задачи определения оптимального расположения подстанций в зоне расположения потребителей. Решать перечисленные задачи становится все сложнее. Это объясняется тем, что проектировщикам приходится оперировать с большим количеством исходных данных, объем которых постоянно увеличивается. В первую очередь это относится к возросшему числу приемников электроэнергии. Большой объем данных и постоянный рост потребляемой электроэнергии привели к широкому внедрению вычислительной техники в процесс проектирования систем электроснабжения, что потребовало разработки иных подходов. Первое представление о характере распределения нагрузок по территории объекта получают с помощью картограммы нагрузок [1].

Поскольку при проектировании систем промышленного электроснабжения решают и задачу определения расположения источников питания для реактивных нагрузок, рекомендуется строить две картограммы соответственно для активной и реактивной нагрузки [2].

Отметим, что питание активных нагрузок может быть обеспечено как от собственных электростанций промышленного предприятия, так и от подстанций энергосистемы. Компенсаторы, как правило, располагают вблизи мест потребления реактивной мощности. Для правильного выбора места компенсаторов находят центры реактивной мощности. Неправильный выбор мест установки компенсаторов вызывает необоснованные перетоки реактивной мощности по элементам систем электроснабжения промышленных предприятий и служит причиной возникновения дополнительных потерь электроэнергии. Картограмма активных нагрузок необходима для выбора рационального места расположения подстанций.

Для нахождения области расположения центра электрических нагрузок (ЦЭН) используют метод потенциальных функций. Сущность этого метода заключается в том, что проводится аналогия между нагрузками приемников объекта и электрическими потенциалами точек не плоскости. Будем считать, что потенциалы этих точек расположения приемников пропорциональны мощностям приемников. При переходе в любую другую точку потенциалы их убывают и в некоторых точках, удаленных от мест расположения приемников, близки к нулю. Существуют эквипотенциальные контуры, которые описываются значениями функции, определенной суммой потенциалов всех источников энергии. Такие контуры разделяют заданное множество приемников на группы, а вершины графика потенциальной функции определяют области расположения ЦЭН в этих группах.Потенциальные функции нагрузок приемников электроэнергии выражают различными формулами. Для построения картограммы нагрузок можно выбрать показательную форму потенциальной функции.В узлах сетки вычислим значения потенциальной функции нагрузок приемников. Точки равных значений потенциальной функции соединим плавными линиями, представляющими эквипотенциальные контуры

функции. Каждая вершина функции определяет возможное место расположения источника питания [1].

Однако, для описания закономерностей распределения нагрузок и геометрии взаимного расположения приемников объекта, для постановки и решения задач оптимизации систем электроснабжения одной только картограммы нагрузок недостаточно. Для этого необходимы специальные характеристики, в качестве которых используются показатели разброса нагрузок, позволяющие определить координаты точки, относительно которой показатели разброса нагрузок наименьшие.Эту точку называют центром электрических нагрузок группы приемников. Используя эту характеристику можно составить и решать задачу оптимизации системы электроснабжения. Доказано, что целевая функция задачи принимает наименьшее значение в ЦЭН. Следовательно, разброс нагрузок приемников электроэнергии относительно источника питания, расположенного в ЦЭН, наименьший.При расположении источника питания в ЦЭН затраты на систему электроснабжения достигают наименьшего значения, когда нагрузки приемников распределены симметрично относительно этого центра [2].

Очевидно то, что для выбора оптимального количества и мест расположения источников питания или компенсаторов реактивной мощности вне зависимости от достигаемой цели необходимо провести детальные исследования сети электроснабжения. Это требует больших усилий и затрат времени. В настоящее время для определения оптимального расположения источников относительно приемников электрической энергии используется метод определения «центра масс». С другой стороны, для учета плотности распределения нагрузок используется способ эквипотенциальных диаграмм. Такой подход дает положительный результат, но слишком громоздок.

Для решения проблемы предлагается использовать методику, базирующуюся на использовании метода центра масс. В качестве базовой предлагается использовать следующую функцию:

$$z = \frac{a^3}{b^2\left((x - x_1)^2 + (y - y_1)^2\right) + a^2}, \qquad (1)$$

где z - расстояние точки поверхности от плоскости xy; a - максимальное значение функции; b - коэффициент, определяющий скорость уменьшения значения величины z при удалении координат текущей точки от x_1 y_1.

Фигура, описанная данной зависимостью, представляет собой поверхность, образованную вращением кривой, называемой «локоном Аньезе», относительно прямой, перпендикулярной плоскости xy и проходящей через точку x_1 y_1 (рис. 1).

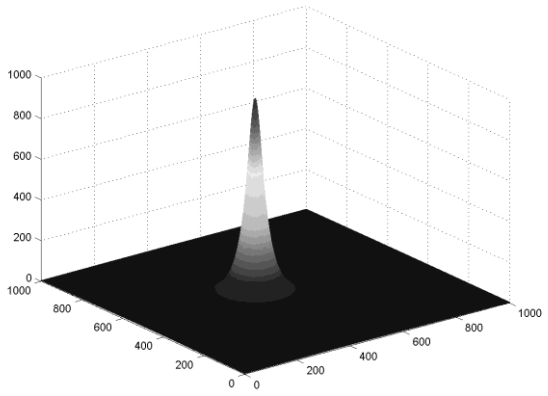


Рис. 1. График базовой функции

Идея использования представленной функции для вычисления координат «центра масс» заключается в следующем. Значения коэффициентов a и b выбирают из условия пропорциональности объема, ограниченного поверхностью фигуры и плоскостью xy,

мощности нагрузки. При этом при сохранении объема возможно изменение, как коэффициента a, так и коэффициента b. Для упрощения построения фигуры можно изменить только один коэффициент при сохранении значения второго коэффициента.

При нескольких сосредоточенных нагрузках, каждая из которых представляется подобной фигурой, имеющей координаты вершин, совпадающих с координатами нагрузок, распределение электрической мощности по поверхности будет представлено результирующей поверхностью, изображенной на рисунке 2.

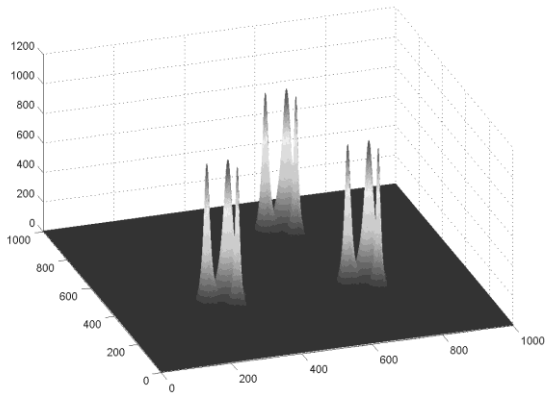


Рис. 2. Диаграмма распределения нагрузок

Очевидно то, что представленная диаграмма получена в форме суммы поверхностей образованных функциями с равными коэффициентами a. Для определения центров нагрузок по технологии определения «центра масс» используем метод «усреднения» полученной фигуры. Интегрируя результирующую функцию по ограниченной поверхности с целью определения среднего значения функции в пределах ограниченной поверхности с заданными координатами, получим другую поверхность, имеющую другое количество вершин, координаты которых и будут практически определять центры масс или места оптимального расположения источников питания. На рисунке 3 представлен график поверхности, полученной путем такого «усреднения». Расчеты показывают достаточно высокую точность совпадения координат вершин с центрами оптимального расположения источников питания.

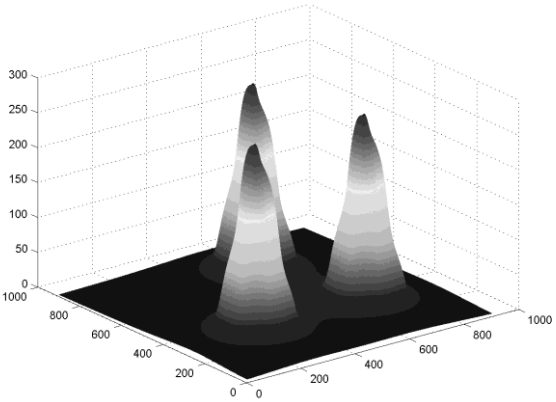


Рис. 3. Результат усреднения для вычисления нескольких «центров масс»

Исследован и второй случай представления нагрузки в форме кривых, образованных поверхностями с равными коэффициентами b при сохранении равенства объема мощности приемника. В этом случае те же нагрузки будут представлены результирующей поверхностью, представленной на рисунке 4.

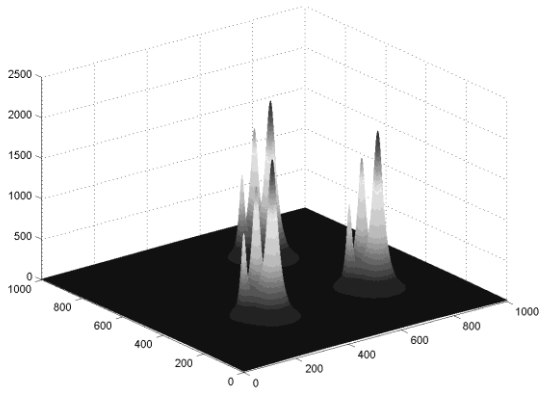


Рис. 4. Второй способ представления нагрузок

С помощью той же методики усреднения получаем второй график, с помощью которого получаем центры оптимального расположения источников, питающих нагрузки. На рисунке 5 представлен результат усреднения исходных функций. Как показывает более детальный анализ полученных результатов, использование второго способа представления исходной функции для определения мест расположения питающих подстанций является более эффективным.

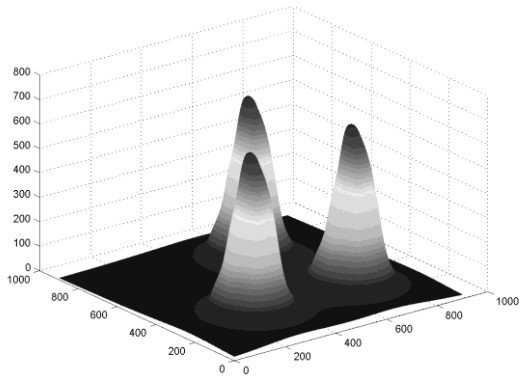


Рис. 5. Результат усреднения для определения оптимального расположения источников питания

Если применить предлагаемую методику к полученному результату, то три полученных пика можно заменить одним, центр тяжести которого будет являться центром всех нагрузок, представленных в исходных данных. Это показывает то, что такая методика «анализа рельефа» поверхности при различной степени усреднения или распределении мощности по поверхности позволяет получить различное количество центров расположения источников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, представленная методика позволяет достаточно быстро и эффективно вычислять местоположение строящихся подстанций и условия минимальных потерь электрической энергии и стоимости строительства системы электроснабжения района. Не следует утверждать, что предлагаемая методика идеальна для применения на практике. Для уточнения справедливости предлагаемой методики следует провести дополнительные исследования, которые позволят выявить основные свойства и технологию использования новой методики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 466 с.
2. Каменева В.В. Область рассеяния центра электрических нагрузок. – М.: МЭИ, 1971.

Научный руководитель: В.Я. Горячев, д.т.н., доцент, заведующий кафедрой автоматизированные электроэнергетические системы ПГУ г. Пенза.

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ИНТЕНСИВНОСТИ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ "МИГ" ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Д.Е. Титов, Г.Г. Угаров, А.Г. Сошинов
Камышинский технологический институт (филиал) Волгоградского государственного технического университета, факультет промышленных технологий, кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

Система МИГ – информационно-измерительная система мониторинга гололедообразования, работающая по термодинамическому способу [1-4]. МИГ позволяет по замеренным температуре и влажности воздуха, температуре провода, направлению и скорости ветра

- определять момент начала образования отложений гололеда, вид отложений, максимально возможную массу отложений, интенсивность ее нарастания в реальном времени;
- контролировать температуру провода при плавке отложений;
- мониторить допустимость токов нагрузки линии в летнее время;
- прогнозировать динамику процесса гололедообразования.

Система МИГ состоит из постов измерения и передачи и программного комплекса диспетчера (рис. 1).

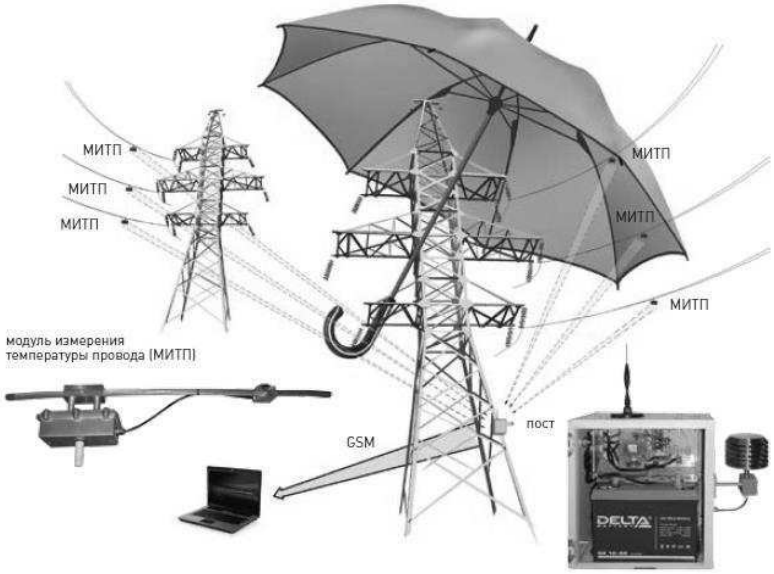


Рис. 1 Архитектура построения системы МИГ для ВЛ

Пост – IP-защищенный ящик с контроллерами, модемами, датчиками направления и скорости ветра, температуры и влажности воздуха, антенной, аккумулятором, солнечной панелью, устанавливается на теле опоры. Пост собирает данные посредством радиосвязи с нескольких модулей измерения температуры провода (МИТП), расположенных вблизи него, дополняет их данными о температуре и влажности воздуха, направлении и скорости ветра, с датчиков, установленных на посту, и посредством GSM-связи высылает их одним пакетом на диспетчерский пункт.

МИТП устанавливаются под потенциалом фазных проводов, причем, не обязательно, только в одном пролете, они могут быть установлены на нескольких пролетах линии, расположенных в зоне радиопередачи, на сближающихся и пересекающихся линиях, а также на параллельно идущих линиях, что позволит мониторить гололедообразование сразу на нескольких линиях одним постом.

Цифровой датчик МИТП залит в компаунд внутри алюминиевого корпуса, который крепится к проводу быстросъемным эксцентриковым зажимом. Датчик соединен с модулем гибким экранированным кабелем.

Питание модуля осуществляется от аккумуляторной батареи, заряд которой не восполняется. Энергии Li-ion аккумуляторов хватает на 3 года (время между поверками). Таким образом, модуль измерения температуры провода заметно упрощается и удешевляется. Электронные компоненты датчика помещены в герметичную мембрану с осушенным воздухом для защиты от влаги. Мембрана и аккумуляторы помещены в корпус модуля и залиты также компаундом. Антенна вынесена из корпуса и помещена в капролоновый стержень. Антенна расположена таким образом по отношению к проводу, чтобы минимизировать наводки в ней от электромагнитного поля провода.

Пост – шкаф IP-65. Внутри - гелевый аккумулятор. Над аккумулятором закрытый блок с контроллерами и модемом. Питание поста осуществляется от солнечной панели, мощностью 100 Вт. Контролер заряда аккумулятора собственного изготовления. Он отличается повышенной экономичностью и минимальной ценной. Сбоку к посту крепятся датчики температуры и влажности воздуха, направления и скорости ветра.

На рис. 2 изображена функциональная схема устройства обнаружения отложений на проводе ВЛ с возможностью определения вида, интенсивности и массы отложений. Схема содержит 28 логических элементов (1-3, 5-7, 9-12, 14-18, 20-24, 27, 29-35), 5 формирователей порога (4, 13, 19, 26, 28) и 2 элемента памяти (8, 15). Система МИГ для ВЛ должна определять момент начала образования отложений, оценивать интенсивность процесса образования и максимальную массу отложений на проводе. Для выполнения этих функций необходимо учитывать ветер, геометрические параметры линии и напряженность электрического поля провода. Последние два фактора принимаются условно постоянными, а ветер необходимо отслеживать. Поэтому система МИГ для ВЛ должна иметь накладной датчик температуры поверхности провода, микропроцессорный датчик относительной влажности и температуры воздуха и датчик направления и скорости ветра.

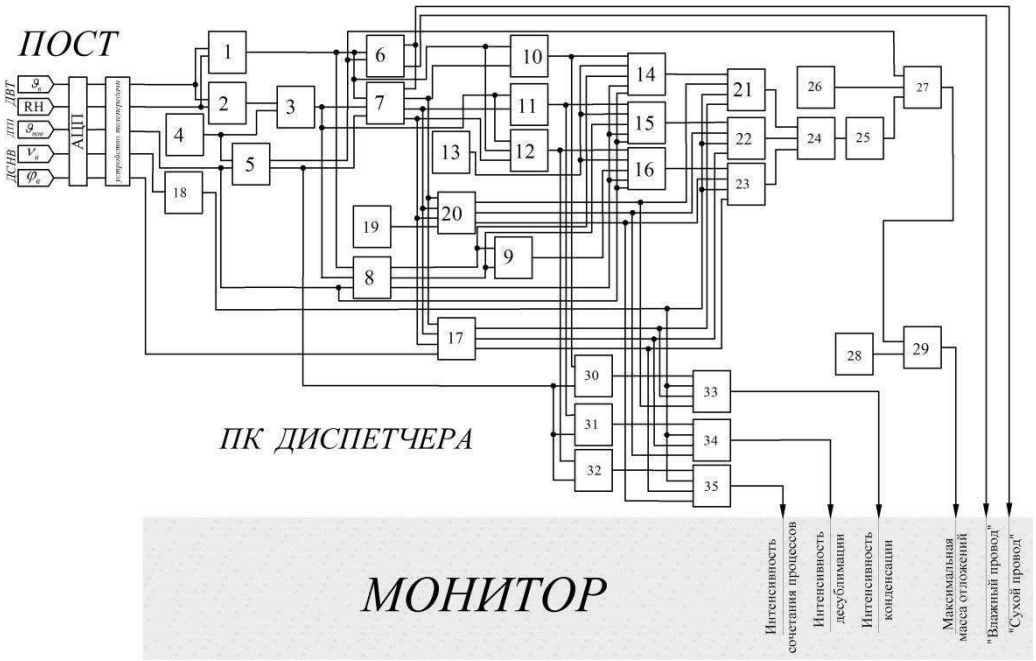


Рис. 2 Функциональная схема работы системы обнаружения отложений для ВЛ

На токоведущем проводе линии 10 кВ № 13 ПО КЭС ОАО «Волгоградэнерго» была установлена пилотная модель модуля измерения температуры провода. Его новизна состоит в новой конструкции датчика. Он выполнен «открытым» для снижения инерционности в измерении температуры провода в сравнении с применяемыми сейчас закрытыми корпусами (рис. 3).

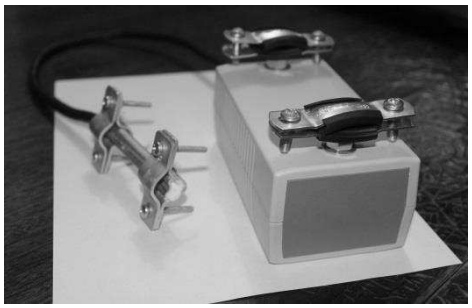


Рис. 3 Пилотная модель модуля измерения температуры провода

Выявлена необходимость многократного замера температуры провода и расчета среднего арифметического ее значения в интервале времени между отправкой информации с поста диспетчеру. Поэтому в системе МИГ данные о температуре провода присылаются на пост каждые 30 секунд, на посту рассчитывается среднее арифметическое значение за 10 минут и результат высылается в диспетчерскую вместе с другими данными раз в 10 минут. Наблюдаемый момент начала образования отложений на проводе в десятом часу утра 9 марта 2014 года совпал с теоретическим расчетным, что доказывает работоспособность предложенной системы.

Выводы:

Предлагаемая система мониторинга интенсивности гололедообразования (МИГ) направлена на минимизацию риска возникновения гололедной аварии на ВЛ. Достоинства МИГ: расширенный функционал, универсальность, дешевизна системы, простота монтажа и обслуживания системы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Д. Е. Титов, Г. Г. Угаров. Термодинамический способ мониторинга гололедных отложений на проводах // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. – № 4. – С. 37–44.
2. Д. Е. Титов. Физические процессы образования гололедных отложений на проводах воздушных линий электропередачи // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2014. – № 1. – С. 31–35.
3. Д. Е. Титов, Г. Г. Угаров. Учет температуры провода воздушной линии при определении начала образования гололедных отложений // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. – № 5. – С. 42–48.
4. Д. Е. Титов, Г. Г. Угаров. Электрическое поле у поверхности провода как причина увеличения интенсивности образования гололедных отложений // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – Москва, 2014. – № 6. – С. 26 – 32.

Научный руководитель: Г. Г. Угаров, профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Саратовского государственного технического университета им. Гагарина Ю.А. Доктор технических наук.

ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Д.А. Нестеров
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета,
Гидроэнергетический факультет, кафедра ГГЭЭС

Многие предприятия (железнодорожный транспорт, алюминиевые заводы и др.) работают в круглосуточном режиме, и любое нарушение в работе пагубно влияет на экономические показатели. Но еще большую опасность представляет собой возникновение аварийной ситуации, часто приводящее к человеческим жертвам. Это является причиной повышенных требований к системам выработки, распределения и передачи электроэнергии, а, значит, и к их элементам.Силовые трансформаторы являются одним из важных звеньев таких систем. По результатам статистического анализа [1] 70 процентов трансформаторов, срок эксплуатации которых больше 20 лет, имели отклонения в работе и повреждения [2].

Из множества способов контроля силовых трансформаторов наибольшее предпочтение отводится пассивным методам контроля, осуществление которых не требует вмешательства в нормальную работу оборудования.

Наибольшее распространение получили такие методы как:

— Вибродиагностика. К сожалению, невозможно точно определить природу дефекта, а также точно интерпретировать результат.
— Измерение и локация частичных разрядов, но нормирование разрядов затруднено, поэтому метод чаще всего используется как индикаторный.

Анализ трансформаторного масла хроматографическим методом широко внедрен, но точно определить расположение дефектного участка затруднительно.

В последнее время в связи с появлением компактных, недорогих, а, главное, высокочувствительных тепловизоров в энергетике наметилась тенденция поиска локальных дефектов по термограммам.

При проведении тепловизионной диагностики существенное влияние на результаты измерений оказывают систематические и случайные погрешности, поэтому важной задачей является их обнаружение и устранение [4].

Во время тепловизионного контроля силового трансформатора можно выявить множество видов дефектов. В первую очередь проверяют такие узлы и элементы как бак трансформатора, кабельные вводы, вентиляторы, радиаторы, маслонасосы, термосифонные фильтры, а также большинство контактных соединений.

По существующим руководящим документам (РД) [3-6] тепловизионный контроль электрооборудования проводится не реже одного раза в 3 года для оборудования напряжением 35 кВ и ниже, не реже одного раза в 2 года для оборудования напряжением 110-220 кВ, и ежегодно для оборудования 300-750 кВ.

При проведении обследования применяют измерительные тепловизоры с разрешающей способностью 0,1…0,2°С.

Для работы с тепловизионными приборами у оператора должна быть достаточно высокая квалификация [3].

В зависимости от типа тепловизора, размера матрицы и применяемого объектива максимальное расстояние до анализируемого участка может быть определено по таблице 1.

Таблица 1. Удаленность точки съемки от наружной поверхности контроля (при наименьшем размере выявляемого участка H = 0,1 м.)

Размер матрицы	Поле зрения объектива, град.		
	45 (панорамный)	24 (стандартный)	12 (телеобъектив)
160x120	3,5 м.	7,5 м.	14,5 м.
320x240	7,5 м.	14,5 м.	30,5 м.
640x480	15 м.	30,5 м.	60,5 м.

Термографической съемке подвергается вся доступная для этого площадь поверхности бака трансформатора по периметру.

После настройки тепловизора, осуществляется покадровая регистрация термограмм. Максимальное число точек проведения съемки зависит от типа и расположения системы охлаждения.

Оценка теплового состояния электрооборудования в зависимости от условий работы и конструкции может осуществляться: по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры), избыточной температуре, коэффициенту дефектности, динамике изменения температуры во времени, с изменением нагрузки, путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками и т.п.

Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется исходя из соотношения:

$$\frac{\Delta T_{ном}}{\Delta T_{раб}} = \left(\frac{\mathrm{I}_{ном}}{\mathrm{I}_{раб}} \right)^2, \qquad (1)$$

где $\Delta T_{ном}$ - превышение температуры при $I_{ном}$; $\Delta T_{раб}$ - то же, при $I_{раб}$.

Для контактов и болтовых контактных соединений при токах нагрузки (0,3-0,6) $I_{ном}$ оценка состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на 0,5 $I_{ном}$.

Для пересчета используется соотношение:

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{раб}} = \left(\frac{0{,}5\mathrm{I}_{ном}}{\mathrm{I}_{раб}} \right)^2, \qquad (2)$$

где $\Delta T_{0,5}$ - избыточная температура при токе нагрузки 0,5 $I_{ном}$.[4]

По оценке избыточной температуры при токе нагрузки равном $I_{ном}$ (0,5 $I_{ном}$) различают три степени неисправности:

– Начальная степень неисправности (избыточная температура 10-20 (5-10) °С). При начальной степени неисправности оборудования дефект держат под контролем и исправляют при проведении планового ремонта.

– Развившийся дефект (избыточная температура 20-40 (10-30) °С) устраняют при ближайшем выводе электрооборудования из работы.

– Аварийный дефект (избыточная температура более 40 (30) °С) требует немедленного устранения.

Если для конкретных видов оборудования не установлены нормы, то принимают данные таблицы П3.1 [6].

Важным элементом трансформатора является система охлаждения, контроль которой является достаточно сложной и ответственной задачей, так как она оказывает значительное влияние на работу всего трансформатора. Для эффективной оценки работы систем охлаждения трансформаторов, существует несколько методик:

1) Анализирование усредненной температуры одинакового оборудования в одинаковых технологических и климатических условиях. Исследования показывают, что различие усредненных температур таких объектов более чем на 2°С может являться причиной неисправности в системе охлаждения.

2) Анализирование температуры поступления и отвода масла из системы охлаждения и последующее сравнение с данными заводских испытаний опытного образца. Проведя исследования в области тепловизионных обследований можно установить, что средняя разница температур поступления и отвода масла из систем охлаждения не должна превышать более чем 1-1,5°С.

Анализ опубликованных работ по тепловизионному контролю состояния трансформаторов показал следующее - практически ни в одной работе не учитывается, что трансформатор не является абсолютно черным телом, что может приводить к значительным погрешностям измерений, намного больше, чем декларируемая разработчиками чувствительность тепловизоров 0,1-0,2 градуса. В реальных условиях именно погрешность, а не чувствительность, может достигать нескольких градусов. Для учета этих погрешностей целесообразно использовать запатентованные способы определения температуры объекта с неизвестным коэффициентом излучения [7-8].

ВЫВОДЫ:

1. Тепловизионная диагностика наиболее информативна как метод бесконтактного контроля силовых трансформаторов.
2. Необходимо разработать методику контроля трансформаторов, позволяющую минимизировать влияние степени черноты на показания прибора.
3. Погрешность измерения температуры может достигать нескольких градусов, и в этом случае при превышении температуры проблематично выявить дефекты систем охлаждения и трансформатора в целом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Sokolov V., Tsurpal S., Drobyshevski A. Reliability problems with large power transformers and shunt reactors. Typical failure modes and failure causes // CIGREA2 COLLOQUIUM. 2005.
2. Аксенов Ю. П. Результаты длительной периодической диагностики силовых трансформаторов // Электротехника электроэнергетика электротехническая промышленность. 2005. №1. С. 28-35.
3. МУ0634-2006 Методические указания по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов. Актуализированная редакция РД ЭО-0189-00, 2006. 60 с.
4. РД 153-34.0-20.363-99 Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. ОАО Фирма ОРГРЭС, 2000. 136 с.
5. РД ЭО 0410-02 Методические указания по оценке состояния и продлению срока службы силовых трансформаторов. Росэнергоатом, 2004. 23 с.
6. РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования. – 6-е изд. НЦ ЭНАС, 2004. 256 с.
7. Пат. 2410654 РФ, МПК G 01 J 5/52. Способ определения температуры объекта с неизвестным коэффициентом излучения / В.М. Тымкул [и др.]; ГОУ ВПО "Сибирская государственная геодезическая академия". № 2009134008/28; заявл. 10.09.09; опубл. 27.01.11, Бюл. № 3.
8. Пат. 2381463 РФ, МПК G 01 J 5/00. Пирометрический способ определения термодинамической температуры металлов и устройств для его осуществления / В.А. Фираго [и др.]; Белорусский государственный университет, Государственное научное учреждение "Институт физики имени Б.И. Степанова Национальной академии наук Беларуси". № 2008130574/28; заявл. 23.07.08; опубл. 10.02.10, Бюл. № 4.

Научный руководитель: М.Ф. Носков, профессор, заведующий кафедрой гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей СШФ СФУ.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИВ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХУСТРОЙСТВАХ 6(10) КВ

К.С. Аверьянова, Н.В. Безменова
ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»,
электротехнический факультет, кафедра «Автоматизированные
электроэнергетические системы»

Широкое применение микропроцессорной релейной защиты (МПРЗ) в комплектных распределительных устройствах (КРУ) напряжением 6 (10) кВ с большими токами нагрузки поставило задачу обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) по магнитным полям промышленной частоты (50 Гц), которые, как показано в [1], являются серьезной причиной нарушений (до 9%) в работе вторичных технических устройств (ТУ) распределительных подстанций.

В связи с конструктивно ограниченными расстояниями между силовыми шинами с рабочими токами нагрузки и корпусами ТУ, в первую очередь, МПРЗ, основным способом обеспечения ЭМС по магнитным полям промышленной частоты является выбор расстояний между металлическими экранами (стенками КРУ) и шинами с током нагрузки, соотношений между толщиной экранов z, мм, и их магнитной проницаемостью.

Одним из условий обеспечения ЭМС ТУ (МПРЗ) в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006 [2] является нормирование с позиции помехоустойчивости напряженности магнитного поля промышленной частоты на корпусе ТУ: для класса 2 электромагнитной обстановки (ЭМО) на уровне $H_{норм.к}$ = 3 А/м (непрерывное магнитное поле), для класса 5 ЭМО, принятого для МПРЗ на уровне $H_{норм.к.н}$ = 100 А/м (непрерывное магнитное поле).

Применительно к этим условиям с целью определения и обеспечения условий ЭМС может быть предложена методика выбора параметров металлических экранов в виде допустимых значений толщины экрана или допустимой относительной магнитной проницаемости металла экрана, места расположения экрана по отношению к проводнику с током, места расположения контрольной точки, в частности, корпуса МПРЗ в ячейках КРУ, для принятого нормируемого значения напряженности магнитного поля $H_к = H_{норм}$ в контрольной точке (рисунок 1) при заданных значениях тока нагрузки промышленной частоты.

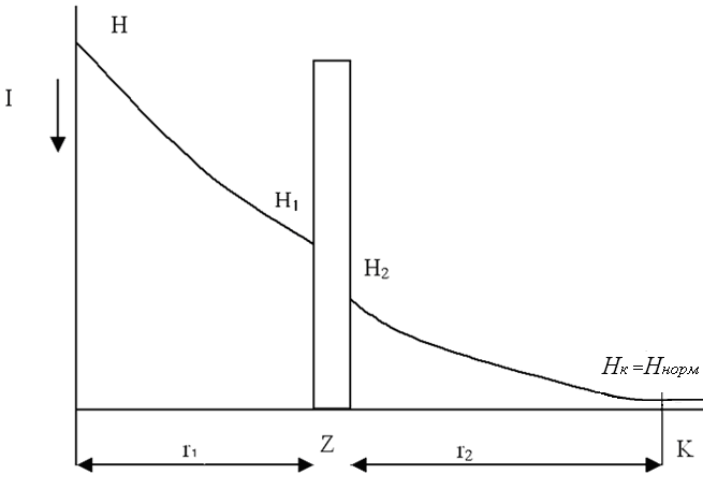


Рис. 1. Напряженность магнитного поля промышленной частоты в окружающей среде до и после экрана.

При этом, как показали проведенные исследования и расчеты, получено, что напряженность магнитного поля в контрольной точке пространства $H_к$, создаваемая однофазным током (от одиночного проводника с током) может в несколько раз превышать

эквивалентное значение напряженности магнитного поля $H_{сум.к}$, создаваемой тремя шинами с токами трехфазной системы электрической сети.

Поскольку расстояния, существующие в КРУ, существенно меньше длины волны напряженности магнитного поля при промышленной частоте 50 Гц, все зависимости определяются соотношениями, характерными для ближней зоны [3].

Методика определения допустимого значения напряженности магнитного поля промышленной частоты $H_{норм}$ от одиночного проводника с током , т.е. условия обеспечения ЭМС в заданной (контрольной) точке пространства, с учетом характеристик металлического экрана состоит из двух частей. При этом, заданными являются ток, толщина экрана z, расстояние от оси проводника с током до передней стенки экрана r_1, расстояние между контрольной (нормируемой) точкой и задней (удаленной от проводника) стенки экрана $r_{к\text{-}2}$, расстояние от оси проводника с током до контрольной точки $r_к = r_1 + r_2 + z \cong r_1 + r_2$, допустимое (нормируемое) значения напряженности магнитного поля промышленной частоты $H_к = H_{норм}$ в контрольной точке.

Для определения значения напряженности магнитного поля промышленной частоты, создаваемого током в воздушном пространстве перед экраном (на передней стенке экрана) H_1 с учетом расстояния от оси проводника с током до передней стенки экрана r_1 воспользуемся известным выражением [3], основанном на законе полного тока в диэлектрике (в воздухе):

$$H_1 = \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot r_1} \qquad (1)$$

Затем с учетом нормируемого значения напряженности магнитного поля промышленной частоты в контрольной точке $H_к = H_{норм}$ определяется условное (без учета экрана) расстояние от оси проводника с током до контрольной точки $r_{к.усл} = r_{норм.усл}$ по выражению:

$$r_{к.усл} = r_{норм.усл} = \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot H_к = H_{норм}} \qquad (2)$$

С учетом полученного значения условного расстояния между контрольной (нормируемой) точкой $r_{к.усл} = r_{норм.усл}$ и известного расстояния между контрольной точкой и задней стенкой экрана (удаленной от проводника с током) $r_{к\text{-}2}$ определяется условное (без учета экрана) расстояние от оси проводника с током до задней стенки экрана $r_{2.усл}$:

$$r_{2.усл} = r_{к.усл} - (r_{к-2} - z) \qquad (3)$$

По закону полного тока в диэлектрике (в воздухе) определяем напряженность на задней стенке экрана (за экраном) H_2 с учетом условного (без учета экрана) расстояние от оси проводника с током до задней стенки экрана $r_{2.усл}$:

$$H_2 = \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot r_{2.усл}} \qquad (4)$$

В итоге, с учетом нормируемого значения напряженности магнитного поля промышленной частоты в контрольной точке $H_к = H_{норм}$, требуемый коэффициент экранирования металлической стенки $k_{экр}$ определяется по выражению:

$$k_{экр} = \frac{H_2}{H_1} \qquad (5)$$

Как правило, в КРУ известными являются толщина внутренних и наружных металлических стенок, т.е. экранов, и значения относительной магнитной проницаемости μ_a металлических стенок, определяемых экспериментальным путем.

Таким образом, если ставится задача определения необходимой толщины экранов z, т.е. толщины отдельных стенок КРУ (эквивалентной толщины группы стенок) для обеспечения условий ЭМС $H_к = H_{норм}$, в контрольной точке при известной относительной

магнитной проницаемости металла экранов μ_a,, то для ее решения можно воспользоваться представленными выражениями определения толщины экрана z, как в комплексном виде

$$z = \frac{\ln \frac{H_2}{H_1}}{-k_{осл} \cdot (i+1)}, \qquad (6)$$

где H_1; H_2 – значения напряженности магнитного поля до и после металлического экрана, $k_{осл}$ – коэффициент ослабления (затухания) магнитного поля в металле кожуха (стенки), так и в упрощенном виде для диапазона частот, находящихся в ближней зоне, включая и промышленную частоту электрической сети:

$$z = \sqrt{\frac{[-\ln(\frac{1}{k_{экр}})]^2}{\omega \cdot \mu_a \cdot \mu_0 \cdot \gamma_{ср}}} \qquad (7)$$

Если ставится задача определения необходимойотносительной магнитной проницаемости металла экрана для обеспечения условий ЭМС в контрольной точке при известной (заданной) толщине экрана, то для ее решения можно воспользоваться аналитическим выражением в комплексном виде:

$$\mu_a = \frac{\left[\frac{\ln\left(\frac{H_2}{H_1}\right)}{z \cdot (i+1)}\right]^2}{\frac{\omega \cdot \mu_0 \cdot \gamma}{2}} \qquad (8)$$

или для диапазона низких частот, включая и промышленную частоту электрической сети, в упрощенном виде:

$$\mu_a = \frac{\left[\frac{-\ln\left(\frac{1}{k_{экр}}\right)}{z_{экр}}\right]^2}{\omega \cdot \mu_0 \cdot \gamma_{ср}}, \qquad (9)$$

где $z_{экр}$ – толщина металлического экрана (внутренней или наружной стенки КРУ), м.

На рисунке 2 приведены значения толщины металлического экрана z и их относительной магнитной проницаемости μ_a для обеспечения условий ЭМС по напряженности магнитного поля $H_к$ =$H_{норм}$ = 100 А/м в контрольной точке $r_к$ = 0,6 м. (расстояние от экрана до центра шины r_1 = 0,2 м) при номинальных однофазных токах нагрузки промышленной частоты.

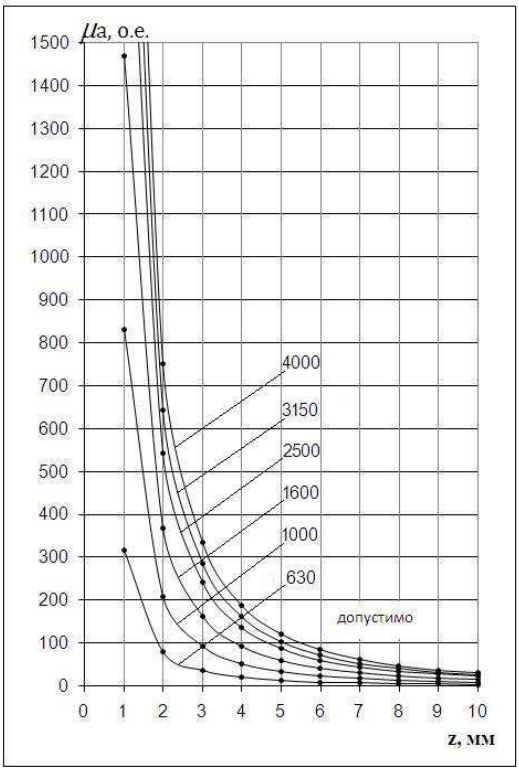


Рис. 2. Условия обеспечения ЭМС для нормируемой напряженности магнитного поля $H_к$ = 100 А/м в контрольной точке $r_к$ = 0,6 м.

Как следует из рисунка 2, условия обеспечения ЭМС по магнитным полям промышленной частоты в контрольных точкахопределяются соотношением относительной магнитной проницаемости и толщины металлического экрана (внутренними или наружными стенками КРУ), находящимися в правой области – «допустимо».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Фещенко В.А. Решение проблемы ЭМС в ОАО "ФСК ЕЭС". Энергоэксперт. – М.: 2008, № 5(10). С. 68 – 71.
2. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001).Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 2007.- 26 с.
3. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле: Учебник. – 10-е изд., стереотипное. – М.: Гардарики, 2003.

Научный руководитель: Н.В. Безменова, к.т.н., доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВПО «СамГТУ»

РАЗРАБОТКА СПОСОБА УПРАВЛЕНИЯ МОБИЛЬНЫМИ ДИЗЕЛЬНЫМИ И ГАЗО-ПОРШНЕВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ИЗ ОПЕРАТИВНО ИНФОРМАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА

А.А. Перевалов, С.М. Юдин
Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет

Введение. На сегодняшний день в энергосистеме России существует много проблемных участков, в которых имеется малая пропускная способность линий электропередач, их большая длина с малым номинальным напряжением и т.д. И, соответственно, существует высокая вероятность отключения таких линий из-за возможно перегруза и, как правило, довольно долгий их последующий ремонт, так как они находятся в труднодоступных местах. А так же имеется немалое количество дефицитных участков в энергосистеме, в которых приток электроэнергии ограничен пропускной способностью линий электропередач.

Актуальность работы по внедрению управляемых систем состоит в рассмотрении проблемных участков энергосистемы на предмет повышения их стабильной работы. Система будет основана на мобильных дизель-генераторах подключенных через контроллер WoodwardEasygen к оперативно информационному комплексу.

Существуют такие сценарии аварий, при которых определенный участок выделяется на автономную работу и продолжает работу с новым установившимся режимом или отключается. Для таких сценариев предложено применить систему дизель-генераторных установок с последующим включением их в отключившуюся или автономно работающую энергосистему для временного электроснабжения потребителей до конца ремонта линий.

Так же систему дизель-генераторных установок можно применять в дефицитных участках энергосистемы для поддержания стабильности питания в энергосистеме, что способствует уменьшению загрузки линий электропередач.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема включения контроллера.

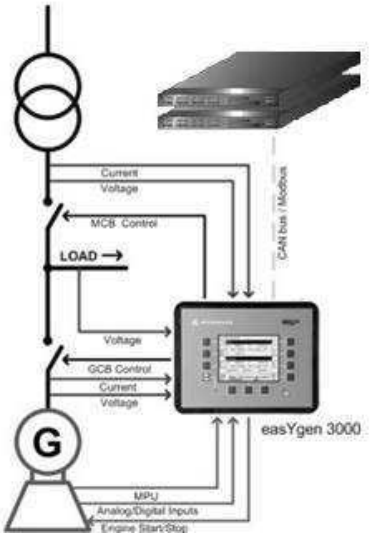


Рис. 1. Принципиальная схема включения контроллера

Данный контроллер позволит напрямую из оперативно-информационного комплекса включать в работу мобильные единицы мощности. Связь с ОИК будет осуществляться при помощи канала Modbus[2].

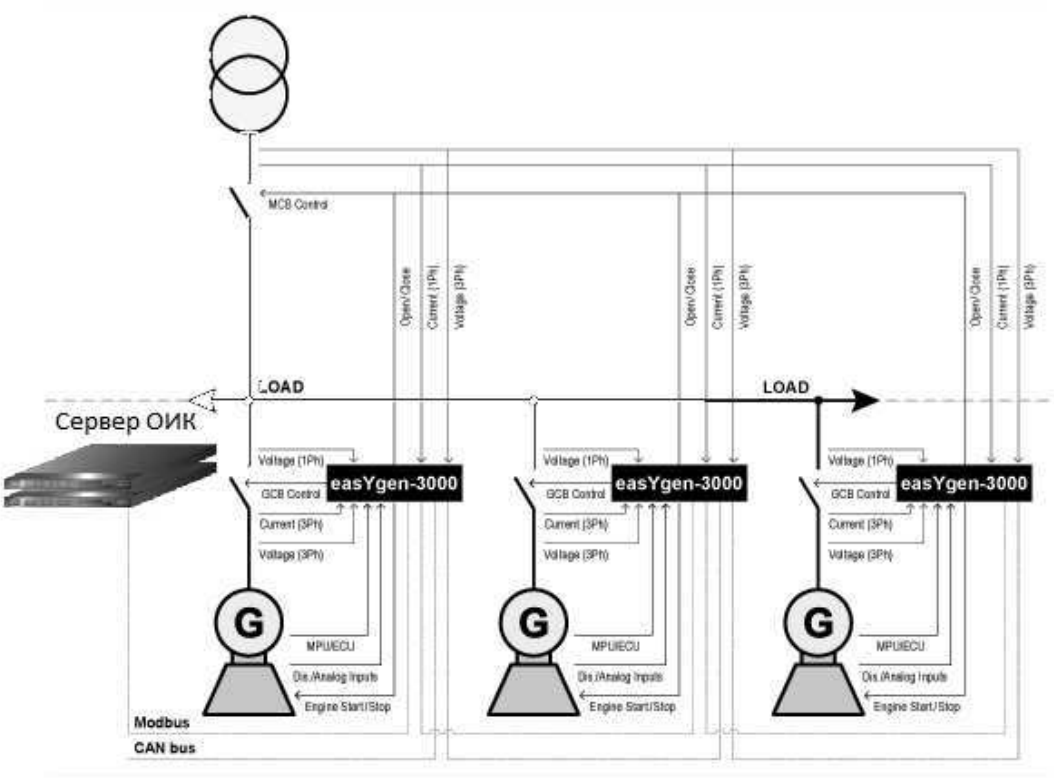


Рис. 2. Принципиальная схема параллельной работы дизель-генераторных установок с WoodrwardEasygen

Для увеличения выдаваемой мощности мобильные агрегаты можно включать группой. Принципиальная схема включения в параллельную работу представлена на рисунке 2. При включении контроллеров WoodwardEasygen в параллельную работу один из них задается опционально на роль ведущего и отдает ведомым контроллерам команды на пуск или остановку дизель-генераторов [1]. А также принимает параметры о состоянии дизель-генераторных установок.

С ведущего контроллера через канал Modbus все данные будут поступать на сервер ОИКа. Такая система позволит включать до 32 агрегатов в синхронную работу.

В результате всего вышесказанного можно сделать несколько выводов.

Во-первых, применение предложенной системы дизель-агрегатов повысит надежность энергоснабжения в проблемных участках энергосистемы РФ.

Во-вторых, интеграция такой системы в ОИК позволит оперативно решать задачи включения дополнительных мощностей при аварийных событиях в энергосистеме.

В-третьих, повысится роль малой энергетики в регулировании режимов энергосистемы, и отдельных автономных участков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Woodward, EasYgen-3000 панели управления генераторными установками, русифицированное руководство пользователя. – 2010. – №RU37418 – 8-12.
2. ЗАО «Монитор Электрик», Буклет СК-Proxy, код издания – 120809-03. – 2012. – 2-5.

Научный руководитель: С.М. Юдин, доцент, к.т.н. кафедры ЭЭС.

ВОССТАНАВЛИВАЮЩЕЕСЯ НАПРЯЖЕНИЕВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ

А.В. Танаев, В.А. Кучуков, В.М. Сальникова, В.М. Мякишев
ФГБОУ ВПО Самарский Государственный Технический Университет
Электротехнический факультет

Надежность и эффективность работы объектов энергосистемы зависит от стабильности работы системы автоматики, релейной защиты и коммутационной аппаратуры. В процессе эксплуатации энергосистемы возникают технологические и аварийные отключения элементов энергосистемы. Эти коммутационные операции возникают при достаточно высоких напряжениях и больших токах, что часто приводит к возникновению электрического разряда в виде дуги. Дуговые процессы контактного промежутка снижают эффективность работы, что может привести к нарушению производственного цикла и выходу из строя дорогостоящего оборудования. В этом случае возникает потребность создания условий, препятствующих возникновению дуги.

При размыкании дуговых контактов в межэлектродном пространстве происходят процессы деионизации, что связано с восстановлением электрической прочности. Одновременно между контактами выключателя происходит процесс восстановления напряжения. Эти два процесса взаимосвязаны.

Дуговые процессы характеризуются постоянной времени дуги, а динамические свойства коммутируемой сети определяются параметрами восстанавливающего напряжения.

Для увеличения скорости деионизационных процессов применяются различные методы, в том числе удлинение ствола дуги, деление длинной дуги на ряд коротких, применение узких щелей, магнитное и воздушное дутье, гашение дуги в различных средах (в масле, в вакууме, в газах высокого давления, в элегазе и т.п.). Процесс восстановления напряжения на межконтактном промежутке определяется параметрами коммутируемой цепи и носит различный характер – апериодический или колебательный.

Анализ электродуговых процессов повторного возбуждения дуги необходимо вести с учетом динамических параметров всей системы. Однако, часто уравнения, описывающие этот процесс, являются нелинейными. В этом случае рациональным оказывается раздельное рассмотрение уравнений, описывающих дугу и источник питания.

Существует несколько методов определения параметров восстанавливающегося напряжения [1]:

1. Регистрация процесса восстановления напряжения при технологических переключениях. Но это сложный, дорогой и опасный метод, т.к. связан с натуральными испытаниями.
2. Расчетный метод. Этот метод требует точного моделирования электрической цепи и дуговых процессов, что неизбежно связано с определенными допущениями, которые определяют точность определения параметров.
3. Индикаторный метод. Индикаторный метод основан на использовании теоремы Тевенена, которая заключается в том, что восстанавливающееся напряжение цепи по величине и форме совпадает с напряжением, которое необходимо приложить к цепи, чтобы вызвать в ней протекание тока, равного разрываемому. Так как в дуге переменного тока процесс погасания и зажигания совершается при переходе тока через нулевое значение, то анализ восстанавливающегося напряжения данным методом может быть произведен посредством посылки в цепь волны тока, начинающейся с нуля и возрастающей со скоростью рабочего тока с фиксацией процесса и последующей обработкой полученных данных. В момент повторного возбуждения дуги скорость нарастания синусоидального тока может быть выражена как:

$$\frac{di}{dt} = const \quad (1)$$

Это означает, что участок синусоиды тока вблизи нуля заменяется прямой.

Так как длительность повторного зажигания, т.е. время восстановления напряжения, весьма мало по сравнению с периодом тока, то сделанное допущение вполне приемлемо. Это допущение справедливо и при исследовании динамических свойств сварочного трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода НИП [2], так как в период повторного зажигания дуги магнитная цепь источника не насыщена, а, следовательно, к такой системе применим принцип суперпозиции.Динамические свойства источника питания могут быть охарактеризованы параметрами восстанавливающегося напряжения, как то: скоростью восстановления напряжения и величиной возвращающейся составляющей восстанавливающегося напряжения [1], т.е. тем наибольшим значением напряжения, которое устанавливается между электродами при обрыве дуги.

Если скорость нарастания напряжения и его величина окажутся меньше скорости восстановления электрической прочности дугового промежутка, то дуга не возникнет [1]. В противном случае возможно повторное возбуждение дуги.

Исходя из вышесказанного, можно считать, что индикаторный метод диагностики динамической системы наиболее приемлем в этом случае.

Запись восстанавливающегося напряжения можно вести несколькими методами [3]:

1. В сварочную цепь включается коммутирующее устройство, синхронизированное с осциллографом. При этом методе возникает погрешность, вносимая коммутирующим устройством, избавиться от которой очень трудно [3].

2. Использование специальных индикаторов восстанавливающегося напряжения, представляющих собой генераторы линейно нарастающих импульсов тока [2].

Кроме индикаторного метода определения динамических свойств источника, существуют и другие методы, как, например, метод определения по частотным характеристикам проводимости цепи. В этом случае при помощи обычной стандартной аппаратуры измеряется проводимость цепи на разных частотах. Полученные зависимости изображаются в виде кривых, из которых определяются собственные частоты цепи и относительные значения амплитуд составляющих. Недостатками данного метода являются трудоемкость измерений и необходимость снятия напряжения с исследуемой цепи, а так же высокая погрешность измерений в этом случае (≈ 10%).Наряду с вышеописанными экспериментальными методами определения динамических параметров источника питания, существуют и расчетные. Недостаток – ненадежность результатов. Это связано со сложностью исследуемой цепи и с потребностью в упрощениях. Обычно при расчете восстанавливающегося напряжения используют методы симметричных составляющих, операторный метод, метод переменных состояния, метод блуждающих волн и др.В индикаторе восстанавливающегося напряжения линейно-нарастающая волна тока создается цепочкой С–Lф и вводится в исследуемую цепь. В качестве коммутирующего элемента может служить, например, управляемый тиристор [1,2]. Индикатор на тиратроне спроектирован и изготовлен в Самарском государственном техническом университете с учетом специфики восстановления напряжения в сварочных цепях, а именно больших скоростей восстановления напряжения. Он предусматривает многократную синхронизированную подачу импульсов тока, благодаря чему достигается надежная запись кривой восстановления напряжения. Как следует из вышеизложенного, практический интерес представляют динамические параметры источника питания. Ниже приводится метод определения и некоторые данные входных параметров сварочного источника питания СТШ-500, СТЭ-34 и НИП.В качестве примера далее проводится сравнение динамических свойств сварочных трансформаторов по методике, изложенной в литературе [1,2].При работе сварочного трансформатора в различных его элементах возникают вихревые токи, оказывающие существенное влияние на процесс восстановления напряжения [1,3]. В схеме замещения сварочного трансформатора контуры вихревых токов могут быть заменены одним эквивалентным контуром, имеющим магнитную связь с цепью сварочного тока. На рис.1 представлена упрощенная схема замещения сварочного трансформатора. Здесь L_1 и r_1 - соответственно индуктивность и активное сопротивление источника с учетом сопротивления

дуги в процессе горения, r_B и L_B - активное сопротивление и индуктивность эквивалентного контура вихревых токов, r_1 и $r_1+r_э$ - сопротивление межэлектронного промежутка до и после погасания дуги. Переходный процесс, возникающий при повторном возбуждении дуги, моделируется размыканием ключа K, т.е. полагается скачкообразное изменение сопротивления столба дуги от значения r_1 до $r_1+r_э$ (инерционностью столба дуги пренебрегаем: θ=0) .

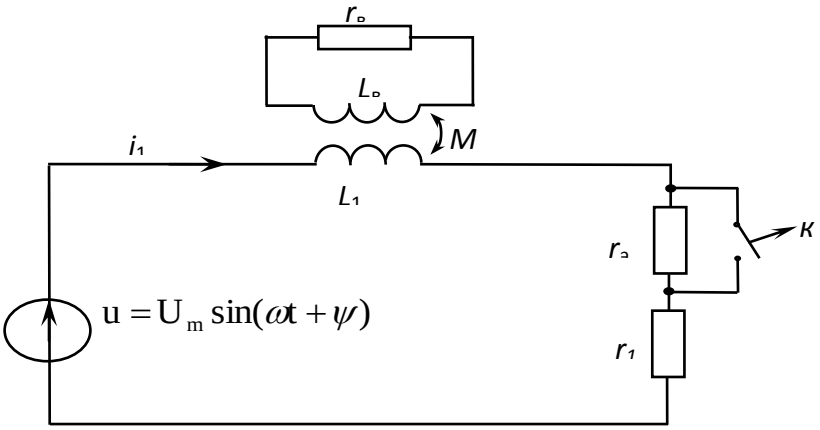


Рис.1. Схема замещения НИП в переходном режиме

Решая поставленную задачу, получим выражение тока в виде:

$$i_1(t)=\frac{U_0}{r_1+r_э}-\frac{U_0\frac{\delta_2}{\delta_1}-Ecos^2\varphi_B}{L_1(\delta_1+\delta_2)}e^{P_1t}-\frac{U_0-Ecos^2\varphi_B}{L_1(\delta_1+\delta_2)}e^{P_2t} \quad (2)$$

где δ_1 и δ_2 – соответственно коэффициенты затухания контуров;
U_0 – мгновенное значение напряжения в момент размыкания ключа;
E – ЭДС взаимоиндукции в момент размыкания ключа;
L_1 – индуктивность контура.

Если принять коэффициент магнитной связи k=1, то получим выражение для напряжения на дуговом промежутке:

$$u_э(t)=i_1(t)r_э=U_0\frac{r_э}{r_1+r_э}-\frac{r_э(U_0\frac{\delta_B}{\delta_1}-Ecos^2\varphi_B)}{L_1(\delta_1+\delta_B)}e^{P_1t}-\frac{(U_0-Ecos^2\varphi_B)r_э}{L_1(\delta_1+\delta_B)}e^{P_2t} \quad (3)$$

Если же принять другой крайний случай k=0, то напряжение на дуговом промежутке примет вид:

$$u_э(t)=U_0\frac{r_э}{r_1+r_э}-Ae^{P_1t}=U_0\frac{r_э}{r_1+r_э}-\left(U_0\frac{r_э}{r_1+r_э}+U_0\frac{r_э}{r_1+r_э}\right)e^{P_1t} \quad (4)$$

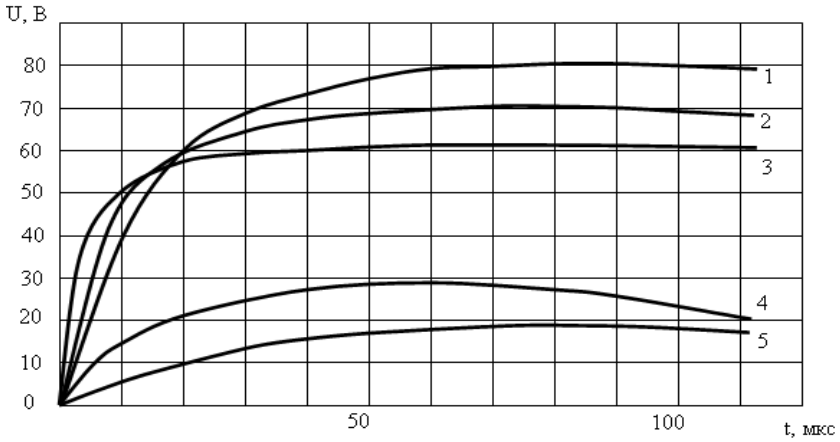


Рис.2. Кривые восстанавливающегося напряжения1. $I_{св}$=175 А 1,2,4-для СТШ-5002. $I_{св}$=250 А 3-для НИП3. $I_{св}$=80 А 5-для СТЭ-34 с РТС-5004. $I_{св}$=400 А5. $I_{св}$=450 А

Из анализа следует, что на характер процесса восстановления напряжения существенное влияние оказывает коэффициент связи «*K*». На рис.2 приведены опытные кривые восстанавливающегося напряжения при различных положениях магнитного шунта сварочного трансформатора СТШ-500, трансформатора СТЭ-34 и нелинейного источника питания (НИП). Полученные кривые восстанавливающегося напряжения позволяют утверждать, что принятая одноконтурная схема замещения сварочного трансформатора приемлема для анализа процессов повторного возбуждения дуги.

Анализ процесса восстановления напряжения позволяет оценить динамические свойства источников питания. В частности, этот анализ позволяет отметить, что НИП (кривая 3) имеет меньшую постоянную времени (при равных значениях сварочного тока), а, следовательно, и большую скорость восстановления напряжения. Это положительно сказывается на устойчивости горения сварочной дуги.

Выводы: индикаторный метод обследования системы источник питания – электрическая дуга приемлем для анализа процессов повторного возбуждения электрической дуги. Динамические параметры системы источник питания - электрическая дуга удобнее определить по параметрам восстанавливающегося напряжения источника питания, а дуговые процессы характеризовать постоянной времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Залесский А.М. Электрическая дуга отключения. М.-Л., Госэнергоиздат, 1963.
2. Мякишев В.М. Сварочный трансформатор с насыщающимся участком магнитопровода. Самара, СамГТУ, 2010.
3. Лесков Г.И. Электрическая сварочная дуга. М., Машиностроение, 1970.

Научный руководитель: В.М. Мякишев, к.т.н., доц.

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЦЕНТРОВ ОАО "СО ЕЭС"

А.В.Перевалова, В.И.Полищук
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Энергетический факультет, кафедра Электрических сетей и электротехники

Постоянное развитие технических средств приводит к увеличению объемов измерительной информации, получаемой в процессе работы. Разработка любого алгоритма телеметрической системы должны учитывать все особенности оборудования электросетевого комплекса: назначение, режим работы, область и среда применения и т. д. В настоящее время прогресс в области программирования, развитие микропроцессорной техники, активное внедрение сетевых технологий, а также появившееся научно-методическое обеспечение проектирования телеметрических систем создали реальную базу для повышения качества проектных работ, унификации средств телеизмерений и создания средств обработки телемеханической информации (ТМИ). Использование средств автоматизированного проектирования позволяет оптимизировать структуру системы обработки телемеханической информации, оценить её производительность и возможности ее масштабирования при увеличении объема и сложности решаемых задач. [1]

В результате модернизации и введения в работу новых объектов электроэнергетики, а также устройств телемеханики, возникает проблема актуализации перечней телемеханической информации в диспетчерских центрах.

Объемы телемеханики, поступающие в диспетчерские центры (ДЦ), регламентируются с генерирующими и распределительными компаниями посредством документов, в которых указываются: предмет сферы взаимодействия, использование систем сбора и передачи информации, объемы передаваемой телеметрии и регламент передачи информации. Примерами таких документов являются:

-Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России;

-Типовые технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК;

-Типовая программа модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК.

Система обмена технологической информацией с Автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО) предназначена для измерения и сбора оперативной технологической информации о функционировании оборудования электрического оборудования и передачи её в диспетчерские пункты филиалов СО ЕЭС.

СОТИАССО объекта электросетевого хозяйства состоит из следующих систем обмена информацией:

- системы сбора и передачи информации (ССПИ) о технологических режимах работы объектов диспетчеризации;
- специализированных систем передачи телеизмерений параметров режима, сигналов телеуправления и телерегулирования автоматических систем управления и систем регистрации аварийных событий и процессов;
- системы телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала;
- системы производственно-технологической телефонной связи [2].

Итоговый объем поступающей телемеханики в диспетчерские центры согласовывается в рамках вышеупомянутых регламентирующих документов.

Принципиальная схема организации поступления телеметрической информации в диспетчерские центры ОАО “СО ЕЭС” приведена на рисунке 1.

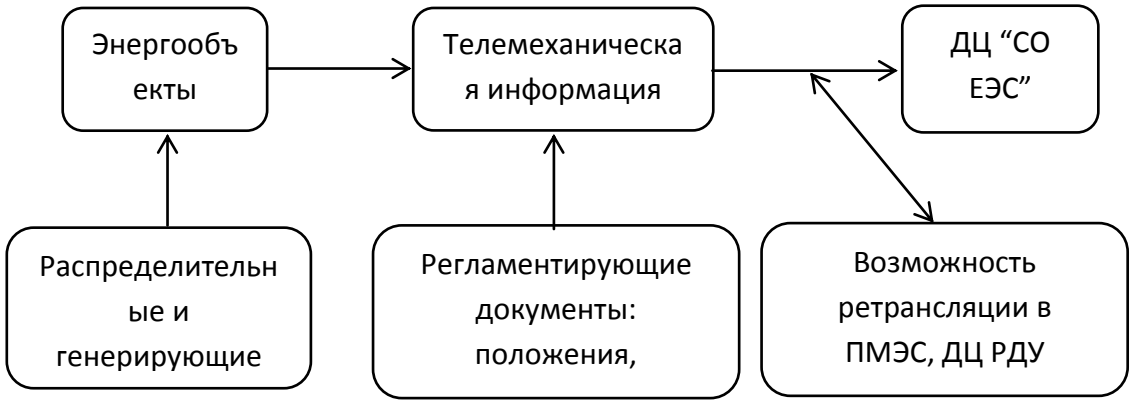


Рис.1. Принципиальная схема поступления ТМИ в ДЦ СОЕЭС.

Пример перечня телемеханики, передаваемой в диспетчерские центры, приведен на рисунке 2 [3].

№ п/п	Диспетчерское наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеинформации			Признак передачи в диспетчерский центр	Примечание
		ТИ, ТС, фактически передаваемые с ПС, в рамках существующей СОТИАССО	Дополнительные ТИ, ТС, подлежащие передаче в РДУ в рамках существующей СОТИАССО	ТИ, ТС, подлежащие передаче после модернизации (создания) СОТИАССО		
1	2	3	4	5	6	7
1.81.	ЗН В Л170	ТС	-	ТС	*Балтийское РДУ*	
1.86.	Секционный выключатель СВ 15 кВ	ТС	-		*Балтийское РДУ*	
1.87.	Отходящие КЛ 15 кВ, заведенные под САОН (АРН)	ТС	-	Р сумм	*Балтийское РДУ*	
1.88.	АПТС	-	ТС	ТС	*Балтийское РДУ*	Аварийно-предупредительная телесигнализация
1.89.	Температура наружного воздуха, °С	-	ТИ	ТИ	*Балтийское РДУ*	

Рис.2. Пример перечня ТМИ, передаваемой в ДЦ.

На рисунке 2 зонами 1 и 2 выделены соответственно фактически передаваемая и необходимая телеинформация для передачи после модернизации СОТИАССО. Схема и сроки модернизации обозначены в таблице 3 [3].

В виду модернизации объектов электроэнергетического хозяйства постоянно изменяющийся объем телемеханики требует постоянного контроля перечня. На основании этого появляется необходимость задачи разработки программного обеспечения для мониторинга и актуализации перечня сигналов телемеханики, которое должно отвечать следующим требованиям:

- определение наличия необходимого объема телемеханики для технологических задач;

-формирование перечня объема ТМ, запрашиваемого в перспективе выполнения программ модернизации (создания новых) СОТИАССО;

-контроль выполнения объемов программ модернизации: определение соответствия поступающего объема ТМ в оперативно-информационный комплекс (ОИК) объему, определенному заключенными соглашениями.

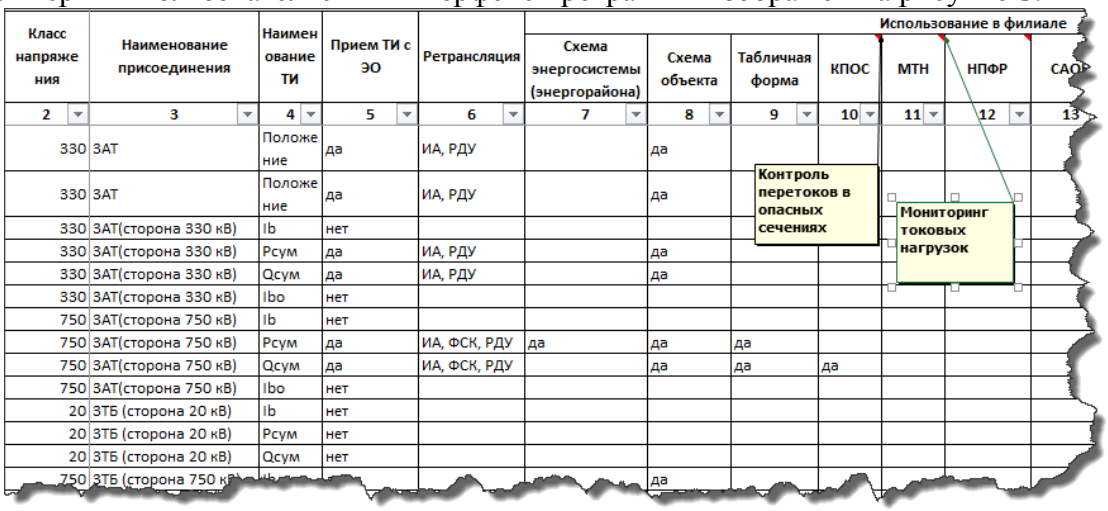
В качестве основной базы банных (БД) планируется использовать базу данных ОИК “СК-2007”, представляющую собой единое централизованное структурированное хранилище информации.

Анализ этой БД позволит определить наличие ТМИ в:

- графических формах отображения ОИК «СК-2007»;
- контрольных табличных формах ОИК «СК-2007»;
- задаче «Контроль перетоков в опасных сечениях»;
- задаче «Мониторинг токовых нагрузок»;
- задаче «Мониторинг уровня напряжений»;
- использование в контроле и расчете режима работы системной автоматики;
- ретрансляции в другие ДЦ;
- формулах расчета информации;
- и др.

Пользователями разрабатываемой системы анализа и оптимизации будут являться службы автоматизированных систем диспетчерского управления, службы развития и технического перевооружения и оперативно-диспетчерские службы.

Примерный пользовательский интерфейс программы изображен на рисунке 3.



Класс напряжения	Наименование присоединения	Наименование ТИ	Прием ТИ с ЭО	Ретрансляция	Использование в филиале						
					Схема энергосистемы (энергорайона)	Схема объекта	Табличная форма	КПОС	МТН	НПФР	САОР
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
330	ЗАТ	Положение	да	ИА, РДУ		да					
330	ЗАТ	Положение	да	ИА, РДУ		да					
330	ЗАТ(сторона 330 кВ)	Ib	нет								
330	ЗАТ(сторона 330 кВ)	Pсум	да	ИА, РДУ		да					
330	ЗАТ(сторона 330 кВ)	Qсум	да	ИА, РДУ		да					
330	ЗАТ(сторона 330 кВ)	Ibo	нет								
750	ЗАТ(сторона 750 кВ)	Ib	нет								
750	ЗАТ(сторона 750 кВ)	Pсум	да	ИА, ФСК, РДУ	да	да	да				
750	ЗАТ(сторона 750 кВ)	Qсум	да	ИА, ФСК, РДУ		да	да	да			
750	ЗАТ(сторона 750 кВ)	Ibo	нет								
20	ЗТБ (сторона 20 кВ)	Ib	нет								
20	ЗТБ (сторона 20 кВ)	Pсум	нет								
20	ЗТБ (сторона 20 кВ)	Qсум	нет								
750	ЗТБ (сторона 750 кВ)	Ib				да					

Рис.3. Предварительный интерфейс системы

В результате вышесказанного можно сделать следующие выводы:

- выявлена проблема актуализации перечня телемеханики;
- определены технические условия разработки системы мониторинга телемеханической информации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Марков Б. Л. Организация данных в системах мониторинга. // Высокопроизводительные вычислительные системы и микропроцессоры. Сборник научных трудов ИМВС РАН 2000г.
2. Рычков С. Система обмена технологической информацией ОАО «Концерн Энергоатом» с автоматизированной системой Системного оператора: особенности построения //СТА. 2009. №2. С. 66-69.
3. Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. Москва, 2012г.

Научный руководитель: В.И.Полищук, к.т.н, доцент кафедры Электрических сетей и электротехники Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета.

МЕТОДИКА РАНЖИРОВАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

И.В. Давиденко, Е.Д. Халикова
Уральские федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, УралЭНИН, кафедра «Электрические машины»

Ежегодно специалисты, отвечающие за эксплуатацию и ремонт силовых трансформаторов (СТ), решают задачу, какое оборудование и в какой очередности выводить в ремонт. Последние 10 лет в холдингах ФСК и МРСК ЕЭС России [1, 2] эту задачу пытаются реализовать средствами ИТ. На сколько нам известно, пока результаты,

полученные средствами ИТ заметно отличаются от ежегодных планов проведения ремонтов, составленных специалистами предприятий. Сравнительный анализ отечественных и зарубежных подходов ранжирования СТ по оценкам технического состояния и риска отказа подробно приведен в [3], поэтому здесь мы останавливаться на этом не будем.

Благодаря 20 летнему опыту разработки и внедрения экспертно-диагностической и информационной системы (ЭДИС) «Альбатрос», а также собранной ее разработчиками статистики повреждений оборудования, появилась возможность создать жизнеспособный алгоритм для реального применения. На сегодня, ЭДИС используется на 389 рабочих местах в РФ и странах ближнего зарубежья. В ее базе данных собранно свыше 350 случаев развития повреждений СТ, подтвержденных результатами вскрытия оборудования. Реализованный в ЭДИС алгоритм ранжирования основан на оценке технического состояния СТ по результатам традиционных и специальных видов измерений, а также на оценке риска отказа. Причем риск отказа рассчитывается с учетом вероятности отказа конкретного узла СТ, срока эксплуатации, затрат на ремонт, убытков от недоотпуска энергии и убытков потребителей [4]. Далее в статье подробно рассматривается алгоритм ранжирования СТ по техническому состоянию, используемый ЭДИС.

Особенность предлагаемого алгоритма в том, что расчет индекса технического состояния объекта основан на виде дефекта, идентифицируемом ЭДИС по результатам измерений, а не на оценке контролируемых параметров непосредственно. Анализ результатов измерений ЭДИС состоит из 2-х этапов:

- оценки значений контролируемых параметров и их трендов;
- идентификации вида дефекта и оценки истории его развития.

Для выполнения 1-го этапа диагностирования в ЭДИС используется 2 библиотеки критериев оценки контролируемых параметров: нормативная (значения регламентированы документами [5,6]) и экспертная. Критерии оценки экспертной библиотеки были получены разработчиками системы в ходе научно-исследовательских работ, проводимых в течение 10 лет.

Диагностирование состояния СТ производится системой на основании 6 традиционных видов измерений: хроматографический анализ, растворенных в масле газов (АРГ), физико-химический анализ (ФХА) масла, измерение сопротивления изоляции, измерения омических сопротивлений обмоток (R*ом*) и сопротивления короткого замыкания (Zk), результаты опыта холостого хода (XX). По перечисленным видам и параметрам измерений ЭДИС ставит диагноз, дает рекомендации персоналу по дальнейшей эксплуатации.

В начале разработки алгоритма совместно с экспертами была создана десятибалльная шкала, отражающая тяжесть и опасность технического состояния СТ. Чем выше коэффициент, тем тяжелее дефект.

Далее каждому диагнозу и каждой рекомендации, хранящимся в базе знаний ЭДИС, были поставлены баллы в соответствии со шкалой тяжести и опасности технического состояния СТ. Отметим, что для различных видов измерений значения максимального балла M_{max}, различны, так как измерения имеют разную степень чувствительности и точности идентификации дефектов.

В предлагаемом алгоритме индекс технического состояния по каждому виду измерения определяется, как вектор 3-мерного пространства. Величина вектора рассчитывается по формуле 1:

$$In = \sqrt{\sum_{n=1}^{n} x_n^2 + \sum_{n=1}^{n} y_n^2 + \sum_{n=1}^{n} z_n^2} \quad (1)$$

где координата x – оценка тяжести и опасности вида дефекта. Значение координаты зависит от вида дефекта, идентифицируемого ЭДИС;

координата y – оценка скорости развития дефекта. Значение коэффициента зависит от оценки трендов контролируемых параметров, проведенных ЭДИС;

координата z – оценка истории эксплуатации и длительности наблюдения развития дефекта. Значение координаты зависит от рекомендаций ЭДИС.

Мы считаем, что в оценке индекса технического состояния СТ также важно учитывать скорость развития дефекта, так как при одинаковом диагнозе, более опасным будет состояние СТ с более высокими трендами контролируемых параметров.

Интегральный индекс технического состояния СТ, предлагаем находить, как вектор n-мерного пространства, где n- количество видов измерений.

$$Im = \frac{\sqrt{Kinp_n \sum_{n=1}^{n} In^2}}{\sum_{n=1}^{n} M_{n\,max}} \quad (2)$$

Im – индекс технического состояния для единицы оборудования с номером m;

M_{nmax}– максимальное значение коэффициентов i-го измерения;

n – количество измерений;

$K\text{inp}_n$– коэффициент важности n-ого вида измерения.

Одна из проблем реализации алгоритма ранжирования СТ – нехватка актуальных данных по всем видам измерений на дату проведения анализа, так как измерения проводятся с разной периодичностью. Мы решаем эту проблему, беря последнее измерение по каждому из анализируемых видов оборудования. Причем глубина поиска последнего замера (tn) по каждому виду измерения задается пропорционально его периодичности, принятой на предприятии. Если в назначенный период времени какое-либо измерение не было обнаружено, то значение его индекса технического состояния (In) заменяется в формуле 2 на коэффициент незнания $K\text{unkn}_n$.

Для учета актуальности различных видов измерений в формулу 2 вводится множитель: $K\text{inp}_n$ - коэффициент важности. Таким образом ранжирование парка СТ по техническому состоянию производится на основе значения интегрального индекса технического состояния каждой единицы оборудования.

Алгоритм ранжирования показан на рисунке 1.

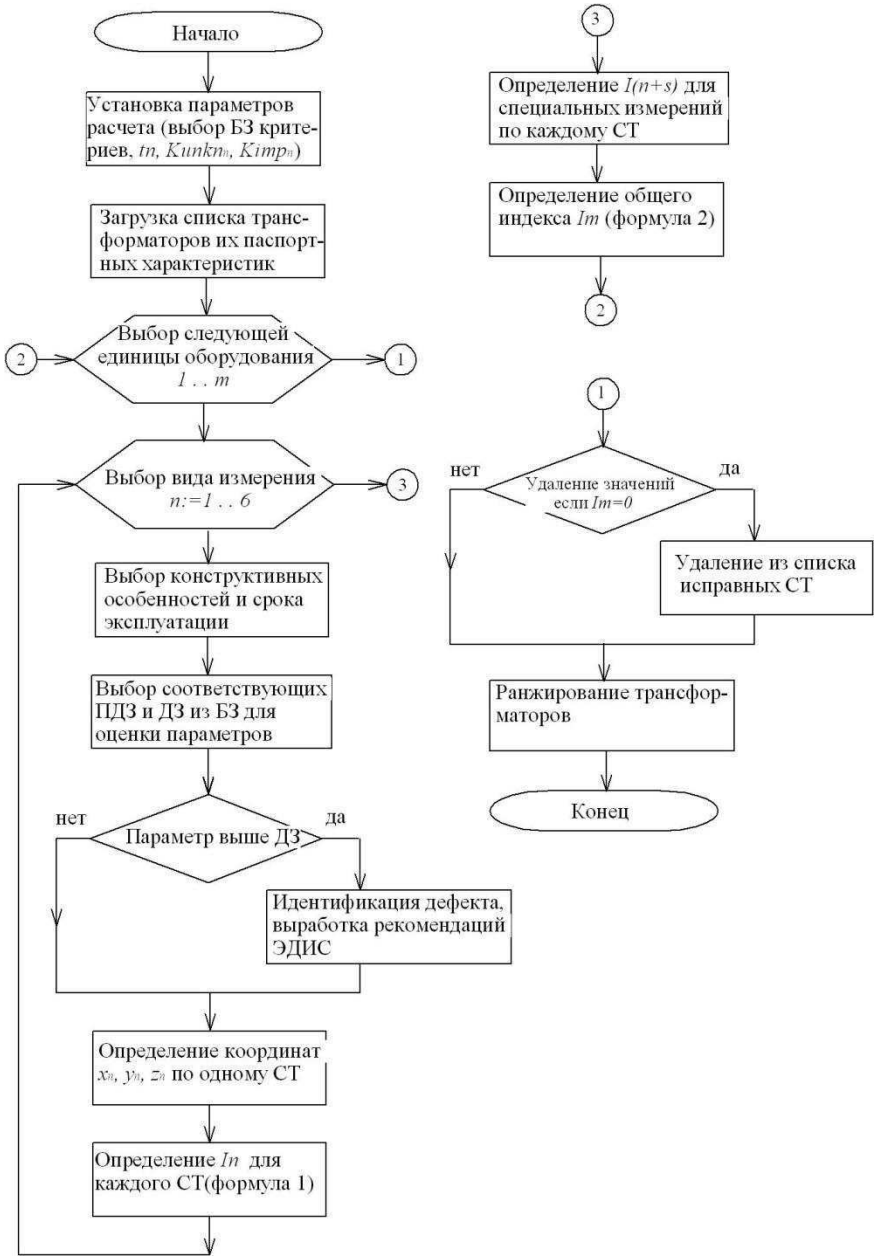


Рис. 1. Алгоритм ранжирования силовых трансформаторов по техническому состоянию

Представленный алгоритм был протестирован весной 2014 на 5 филиалах, имеющих опытных высококвалифицированных специалистов, 3-х крупных МРСК. Результаты ранжирования (первые 15-20 СТ в списке), проведенные ЭДИС на дату 15.01.2014 года сравнивались с ранжированием, проведенным специалистами этих предприятий (планами их текущих, средних и капитальных ремонтов на 2014г).

По результатам тестирования пользователю была предоставлена более широкая возможность корректировки настроек алгоритма для придания процессу ранжирования большей гибкости и учета специфики предприятия.

ВЫВОД.

Изучение причин повреждений трансформаторов показывает, что в большинстве случаев это несвоевременное или неадекватное ситуации проведение ТОиР. К сожалению, обследование состояния СТ с отключением от сети и проведение ремонта проводятся в настоящее время, не редко, по возрастному признаку, охватывая только часть критических трансформаторов. Следовательно, качественное, объективное проведение ранжирования СТ с целью определения очередности ТОиР на основе достоверной оценки их технического состояния весьма востребовано. Автоматизация алгоритма ранжирования позволяет не

только избавиться от ошибок персонала и сократить трудоемкий процесс формирования программы ремонтов несколько минут, но и оперативно корректировать эту программу при необходимости, при возникновении нештатных ситуаций.

Для повышения объективности результатов ранжирования СТ по техническому состоянию, процедура ранжирования должна:

- анализировать максимально возможное количество диагностических признаков;
- основываться на оценке опасности, стадии и скорости развития прогнозируемого дефекта, а также учитывать историю его развития;
- учитывать результаты как планово-профилактических, так и специальных видов измерения;
- учитывать достоверность, чувствительность и регулярность проведения разных видов измерений;
- учитывать отсутствие данных некоторых видов измерений;

Создан жизнеспособный алгоритм ранжирования СТ по техническому состоянию для реального применения, успешно прошедший тестирование в пяти филиалах 3-х крупных предприятий холдинга МРСК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Система стратегического планирования ремонтов. ОАО «ФСК ЕЭС». Методика экспертной оценки технического состояния оборудования. Версия 0.3. Москва 2006.
2. Методика оценки технического состояния основного электросетевого оборудования. Приложение № 1 к Типовому СТАНДАРТУ ОАО «Холдинг МРСК» управления производственными активами дочерних и зависимых обществ. Москва, 2012.
3. V. Davidenko& E. D. Halikova An algorithm for prioritizing the maintenance of power transformers.// Energy production and management in the 21st century. The quest for sustainable energy. 2014. 23-25 April, P.335-344.
4. И.В. Давиденко, Е.Д. Халикова Использование оценки риска отказа трансформатора с учетом срока его эксплуатации и технического состояния при выводе в ремонт // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Инновационные решения и современные технологии эксплуатации трансформаторного оборудования высокого напряжения» С-Петербург, 23–28 сентября 2013 г.
5. РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования», М., изд. НЦ ЭНАС, 2002 г
6. РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. - 2000.

Научный руководитель: И.В. Давиденко, д.т.н., профессор, Уральские федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, УралЭНИН, кафедра «Электрические машины».

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ

Ю.А. Воронова
Камышинский технологический институт (филиал) ВолгГТУ, факультет «Промышленные технологии», кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

Проблема гололедообразования давно известна в области передачи электроэнергии. Особенно это актуально в регионах с высокой влажностью и частым переходом температуры через ноль. Кроме того лед на проводах образуется при выпадении осадков в виде мокрого снега или дождя при температуре приближенной к нулю (так называемы «ледяной дождь»). В таких условиях лед и снег накапливается на проводах достаточно интенсивно (за сутки нагрузки на арматуру и опоры возрастают в десятки раз) что часто служит не только преждевременному износу линии, но и их обрыву.

В настоящее время разработана комплексная система мероприятий (КСМ) включает в себя оперативные и перспективные, технические и организационные мероприятия, как требующие, так и не требующие капитальных вложений, а так же разрабатывается комплекс мероприятий по автоматизированию работы диспетчеров на электростанциях.

В настоящее время в МЭС Юга, а также в ряде энергосистем России — Ростовэнерго, Ставропольэнерго, Кубаньэнерго, Волгоградэнерго, Башкирэнерго, Сахалинэнерго находится в эксплуатации автоматизированная информационная система контроля гололедообразования на ВЛ — (АИСКГ), которая разработана и внедрена творческим коллективом сотрудников ЮРГТУ (НПИ) и СКБПиСА, г. Невинномысск .

На сегодняшний день в состав информационной системы входят пункты контроля с выдачей до 30 параметров с одного КП — датчики: гололедной нагрузки на проводах и грозозащитных тросах, тяжения провода, температуры и влажности воздуха, скорости и направления ветра, температуры провода, интенсивности солнечной радиации; видеокамера, средства связи, источник бесперебойного питания, средства сигнализации о несанкционированном доступе к аппаратуре; а также пункты приема (ПП) данных: серверы баз данных, компьютеры клиентов базы данных, источник бесперебойного питания, средства связи, сопряжения с устройствами телемеханики и сопряжения с ОИК.

Пункт контроля обеспечивает опрос подключенных к нему датчиков по запросу или в автоматическом режиме с заданной периодичностью и передачу данных в пункт приема по выбранному каналу связи. Линейный преобразователь обеспечивает передачу данных по двум каналам связи. Он также дает возможность сохранения данных с фиксацией текущего времени (в режиме «черный ящик»). Глубина хранения данных может достигать нескольких лет. В случае срабатывания одного из двух датчиков несанкционированного доступа в шкаф пункта контроля производится передача аварийного сигнала на диспетчерский пункт.

Разработаны принципы построения и унифицированные программно-аппаратные средства региональных информационных систем с произвольным количеством пунктов контроля на ВЛ различных классов напряжения. Для передачи данных применяются различные каналы: УКВ, GSM, спутниковая и волоконно-оптическая линии связи. Последние в свою очередь позволяют повысить надежность и пропускную способность для информации на большой скорости, а также меньшие затраты на ее эксплуатацию.

Исходя из опыта эксплуатации существующих информационных систем приняты следующие основные технические решения по функциональной схеме АИСКГ, такие как: использование минимум двух датчиков гололедной нагрузки для повышения достоверности получаемой информации, установка датчиков в грозозащитный трос, использование аккумуляторов обеспечивающих достаточную надежность в зимний период.

необходимость использования аккумулятора для питания радиостанции и приемного преобразователя с подзарядкой через специальное устройство от сети 220 В, применение

различных способов передачи данных, в зависимости от географического расположения и удаленности пункта контроля и пункта приема, радиосигнала и др. И одно из главных условий это то, что информация о гололедообразовании на верхний уровень управления по каналам телемеханики должна передаваться в цифровом виде.

В целом информационная система позволяет:

• осуществлять краткосрочный прогноз начала гололедообразования;

• обеспечивать диспетчерские службы информацией о развитии гололедно-ветровой ситуации;

• сократить время на принятие решения о проведении организационно-технических мероприятий по предотвращению гололедной аварии — своевременной организации наблюдения выездными бригадами при отсутствии датчиков гололедной нагрузки на ВЛ, определению очередности плавок и их проведению;

• обеспечить контроль окончания плавки.

Важной составляющей информационной системы является прикладное программное обеспечение. Данные о нагрузках на провода ВЛ и температуре воздуха поступают диспетчеру, автоматически записываются в базу данных и обрабатываются с помощью комплекса программ «Гололед». Программное обеспечение работает в режиме советчика диспетчеру и позволяет ему оперативно принимать решение о необходимости и очередности плавки гололеда на ВЛ.

Информация о гололедообразовании передается с пунктов контроля с периодичностью, которая может меняться диспетчером в зависимости от гололедной ситуации. Эти данные отображаются у диспетчера на карте местности с нанесенными на нее подстанциями, линиями и пунктами контроля. При поступлении данных производится прогноз гололедной нагрузки в каждой фазе на три часа вперед. Определяется расчетное время плавки при условии ее начала немедленно и через три часа. По этим значениям диспетчер может оценить, насколько опасно промедление в проведении плавки гололеда. Вычисляется температура провода, не покрытого гололедом, при текущих климатических условиях, что позволяет не допустить перегрева провода. Для расчета режимов плавки гололеда в базе данных хранится информация о схемах плавки на всех ВЛ энергорайона. Программа рассчитывает также значения максимально допустимого тока и тока профилактического обогрева при текущих климатических условиях.

Программное обеспечение выполнено с использованием архитектуры «сервер-клиент», что дает доступ к информации по сети всем зарегистрированным пользователям и обеспечивает надежную защиту базы данных от несанкционированного доступа.

При выборе очередности плавки гололеда на ВЛ должны учитываться показания датчиков гололедной нагрузки, метеоусловия и тенденция их изменения, техническое состояние и ответственность ВЛ, возможности установок плавки гололеда при различных климатических условиях. Как правило, начинать плавки гололеда при неблагоприятном прогнозе нужно сразу же после обнаружения гололедообразования, не дожидаясь опасных нагрузок, чтобы успеть удалить гололед в зоне опасного гололедообразования на всех ВЛ до начала их повреждения.

Для решения задач расчета параметров гололедообразования и режимов плавки гололеда были разработаны методики и алгоритмы расчета тепловых и механических режимов работы ВЛ. В частности, вследствие сложного рельефа в Сочинском районе нашей страны и в предгорьях Кавказа разработана математическая модель, позволяющая производить расчеты механических параметров ВЛ:

• для горных линий с большой разностью высот подвеса провода;

• для датчиков, установленных в подвесные и натяжные гирлянды изоляторов;

• для различного профиля трассы;

• с учетом наличия препятствий и пересечений.

Информационная система контроля гололедообразования — это средство, помогающее главному инженеру предприятия принимать решение об организации борьбы с

гололедообразованием. При этом он должен также опираться на всю совокупность информации: данные метеостанций, доклады наблюдателей, состояние сетей и т.д. Только в этом случае можно принять правильное и своевременное решение.

За время эксплуатации информационные системы показали свою работоспособность. Выявлена необходимость и осуществлена их доработка для повышения надежности и более полного использования диспетчером возможностей системы. Модернизация коснулась всех основных элементов: элементной базы, схемы и алгоритма функционирования линейного и приемного преобразователей; устройств, обеспечивающих питание аппаратуры; организации связи; программного обеспечения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Усовершенствуя и автоматизируя системы контроля гололедообразования, можно повысить надежность, своевременное принятие решений и упрощение работы рабочего персонала на электростанциях, а также уменьшение энергозатрат и неэффективности метода плавки тока на вл.

Повысить надежность электроснабжения в гололедоопасных регионах можно только на основе комплексного подхода, включающего:

• организацию взаимодействия всех предприятий, осуществляющих управление и эксплуатацию энергосистемы;

• реконструкцию электрических сетей всех уровней напряжения с применением новейших технологий и материалов;

• установку новых, более надежных и быстродействующих устройств релейной защиты и автоматики;

• совершенствование средств борьбы с гололедообразованием (плавка гололеда, профилактический обогрев);

• совершенствование системы оповещения и наблюдения за гололедообразованием (включая АИСКГ);

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах. Учеб. пособие/И.И. Левченко, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, Е.И. Сацук. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007, 448 с.
2. Левченко И.И., Засыпкин А.С., Сацук Е.И. Информационное обеспечение мероприятий по предотвращению гололедных аварий в электрических сетях энергосистем // Известия вузов. Электромеханика. 2007, №4, с. 72—79.
3. Информационная система контроля гололедообразования на воздушных линиях электропередачи/ А.Ф. Дьяков, И.И. Левченко, А.С. Засыпкин и др. // Энергетик. — 2005, № 11, с. 20—25

Научный руководитель: О.О. Ахмедова, преподаватель кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» КТИ (филиал) ВолгГТУ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛА НАРАСТАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ГОЛОЛЕДА НА ПРОВОДАХ ЛЭП

С.А. Мартыненко, Д.Е. Титов
Камышинский технологический институт (филиал) Волгоградского государственного технического университета, факультет промышленных технологий, кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

В настоящее время существует немало способов автоматического обнаружения отложений на проводах. Их общими недостатками являются невозможность выявления начала образования гололедной муфты, а также невозможность осуществления прогноза изменения интенсивности образования отложений.

Для минимизации риска возникновения гололедных аварий сетевые службы организуют как можно более частый визуальный осмотр наиболее подверженных гололеду линий или используют информационно-измерительные системы мониторинга гололедообразования.

Для решения данных проблем предлагается новый термодинамический способ мониторинга гололедных отложений [1-2]. Способ позволяет выявить момент начала образования отложений, увеличивая эффективность принятия решения о необходимости плавки или подогрева провода. Способ предполагает отслеживание термодинамических параметров системы провод-воздух, приводящих в конденсации и десублимации пара на поверхность провода.

На рис. 1 поясняются в виде графиков возможные варианты соотношений между температурой поверхности провода, точкой росы и точкой десублимации. Ось абсцисс – ось времени, ось ординат – ось температур.

Рис. 1, а поясняет случай, когда на проводе происходит конденсация при положительных температурах. Рис. 1, б поясняет случай, когда на проводе происходит конденсация при отрицательных температурах, образуется ледяная корка плотностью 800-900 кг/м^3. Рис. 1, в поясняет случай, когда на проводе происходит десублимация при отрицательных температурах, образуется кристаллическая изморозь, плотностью 50 кг/м^3. Рис. 1, г и рис. 1, д поясняют случай, когда на проводе происходят десублимация и конденсация при отрицательных температурах, образуются сложные отложения с плотностью 500 кг/м^3. Процесс образования отложений во всех случаях (а-д) начинается в момент времени t_0.

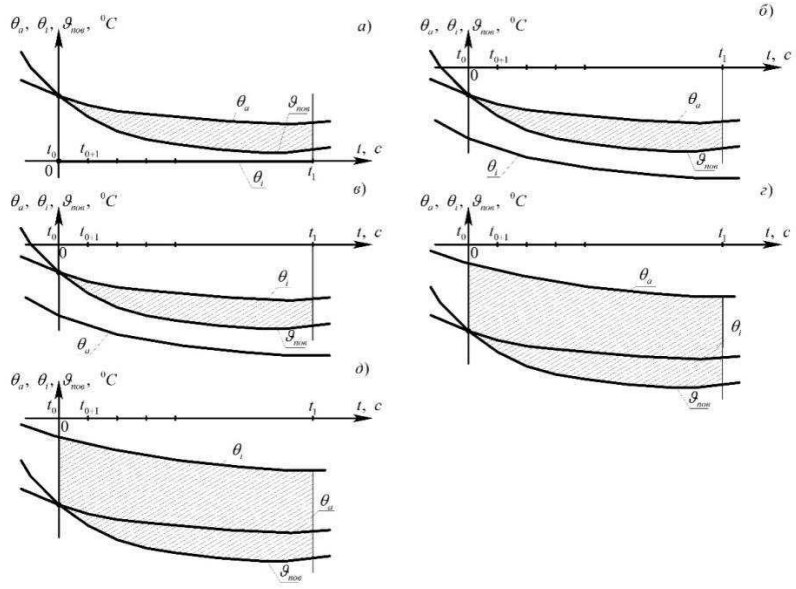


Рис. 1 Графики, поясняющие возможные варианты соотношений $\vartheta_{пов}$, $\theta_а$ и $\theta_і$

Для точного ответа на вопрос о наличии или отсутствии десублимации и конденсации необходимо и достаточно знать температуру провода, а также относительную влажность и температуру воздуха. Поэтому система обнаружения отложений, в основе работы которой лежит термодинамический способ, должна иметь соответствующие датчики: накладной датчик температуры поверхности провода и микропроцессорный датчик относительной влажности и температуры воздуха с возможностью измерения влажности при отрицательных температурах.

В климатической камере была проведена серия экспериментов, моделирующих образование сложных отложений при сочетании процессов конденсации и десублимации.

В камере нагнеталась влажность близкая к ста процентам с помощью двух влагоиспарителей при минусовой температуре в десятке экспериментов по 10-22 часа каждый(рис. 2). Удалось получить и поддерживать совместно протекание процессов конденсации и десублимации. Проводились эксперименты по выявлению связи между интенсивностью нарастания массы отложений на образце провода, температурой поверхности образца, точкой росы и точкой десублимации.

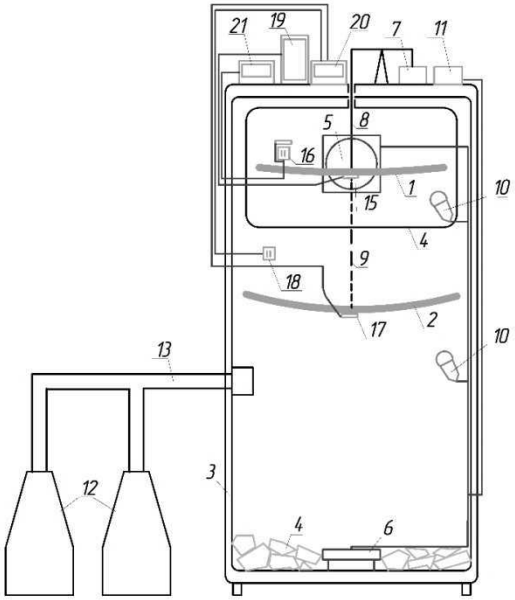


Рис. 2 Общий вид климатической камеры (1,2 – испытуемые образцы; 3 – корпус климатической камеры; 4 – охлаждающий радиатор; 5,6 – кулеры; 7 – весы (qcpass 300g/0.01g BD 1203); 8,9 – держатели образцов; 10 – светодиодный светильник 5Вт; 11 – блок питания (12В постоянного тока); 12 – влагоиспаритель ультразвуковой CF-2860 80 мл/час; 13 – гофрированная трубка; 14 – куски льда; 15 – датчик температуры поверхности образца (накладной PR25); 16 – датчик температуры и влажности воздуха; 17 – датчик температуры поверхности образца; 18 – микропроцессорный датчик влажности воздуха ДВТ-02М; 19, 20, 21 – дисплеи датчиков)

На основе результатов лабораторных экспериментов был разработан алгоритм функционирования системы раннего обнаружения отложений на проводах. Замеряются температура и влажность воздуха и температура провода, данные пересылаются на диспетчерский пункт и обрабатываются на компьютере диспетчера. Определяется точка росы и точка десублимации, производится их сравнение с температурой провода и на мониторе диспетчера отображаются данные о наличии и виде отложений.

Были проведены натурные испытания пилотной модели модуля измерения температуры провода на линии 10 кВ № 13 ПО КЭС ОАО «Волгоградэнерго». Конструкция датчика температуры провода,приведенная на рис. 3,выполнена «открытым» для снижения инерционности в измерении температуры датчика, что может быть полезным при контроле плавки гололеда.

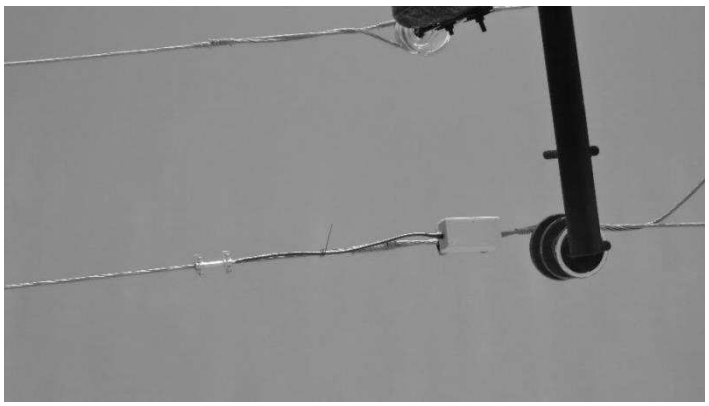


Рис. 3 Пилотная модель модуля измерения температуры провода на проводе ВЛ-10Кв

Также была выявлена необходимость многократного замера температуры провода и расчета среднего арифметического ее значения в интервале времени между отправлением информации с поста диспетчеру по результатам натурных испытаний модуля измерения температуры провода на действующей линии.

Выводы:

В ходе проведенных НИОКР была выдвинута гипотеза о близкой к линейной зависимости между интенсивностью нарастания отложение по нагрузке на обесточенном проводе при отсутствии ветра и разницей между точкой росы и температурой провода при конденсации, и разницей между точкой десублимации и температурой провода при десублимации. Гипотеза была подтверждена в ходе проведения серии экспериментов в лабораторных условиях в климатической камере.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Д. Е. Титов. Физические процессы образования гололедных отложений на проводах воздушных линий электропередачи // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2014. – № 1. – С. 31–35.
2. Д. Е. Титов, Г. Г. Угаров. Учет температуры провода воздушной линии при определении начала образования гололедных отложений // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. – № 5. – С. 42–48.

Научный руководитель: Г. Г. Угаров, профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Саратовского государственного технического университета им. Гагарина Ю.А. Доктор технических наук.

РАЗРАБОТКА АРХИТЕКТУРЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Т.И. Розум, В.И. Полищук
Филиал ОАО "СО ЕЭС" Томское РДУ, ведущий специалист СЭРБиР,
НИ ТПУ, ЭНИН, каф. ЭСиЭ

Введение.

В настоящее время большинство турбогенераторов (ТГ), установленных в России, интенсивно эксплуатируется 25 и более лет, и замена их в ближайшее время не возможна по экономическим соображениям. В 70 -80 годах происходило увеличение электромагнитных, тепловых и механических нагрузок на активные части ТГ за счет укрупнения единичной мощности вновь вводимых агрегатов [1]. При этом одной из важнейших задач, формально не предусмотренной нормативными документами, становится оценка остаточного ресурса и

обеспечение надежности работы машины. Решение данной задачи только при помощи проведения типовых профилактических испытаний невозможно. Необходимо идентифицировать и отслеживать изменения параметров, которые должны быть проанализированы с целью оценки технического состояния ТГ и ее остаточного ресурса. В связи с большим количеством измеряемых и вычисляемых параметров, а также в связи со скрытостью причинно-следственных связей возникающих дефектов присущих такому сложному объекту как турбогенератор [2,3], назрела необходимость организациии интеллектуальной системы функциональной диагностики (СФД) [4].

В основе всех методов СФД лежит поиск взаимосвязей между техническим состоянием объекта диагностики и характеристиками сигналов с целью выявления диагностических признаков.

Более широкое распространение получают СФД, выполненные на базе интеллектуальных методов и экспертных систем обработки информационных сигналов [5, 6], представляющие новую информационную технологию, предназначенную для диагностики и прогноза технического состояния ТГ.

В России имеется лишь исследовательские образцы интеллектуальных систем функциональной диагностики [7], способные диагностировать дефекты на ранней стадии развития и вырабатывать соответствующие рекомендации по управлению режимом работы ТГ оперативному персоналу [8].

Цель работы.

Целью работы является разработка архитектуры интеллектуальной экспертной диагностической системы турбогенератора.

Постановка задачи.

На основе апробированных интеллектуальных методик определения труднодиагностируемых дефектов турбогенератора разработать архитектуру экспертной системы функциональной диагностики способной выявлять на ранней стадии развития дефекты, контролировать процессы их развития и вырабатывать рекомендации по эксплуатации турбогенератора.

Современный уровень технологий изготовления датчиков с цифровым выходом сигналов, средств передачи информации с интегрированной средой обработки в режиме реального времени позволяют на базе адаптивных методов искусственного интеллекта построить СФД турбогенератора.

Интеллектуальная СФД турбогенератора призвана решать следующие задачи:

- определять вид дефекта;
- выявлять причину возникновения дефекта;
- прогнозировать последствия развития дефекта;
- вырабатывать общую оценку состояния ТГ и его работоспособности;
- вырабатывать рекомендации по управлению работой ТГ;
- вырабатывать рекомендации по совершенствованию технического обслуживания;
- накапливать базу знаний для повышения достоверности вырабатываемых рекомендаций.

Для решения вышеуказанных задач предлагается архитектура интеллектуальной СФД ТГ, которая представлена на рис. 1. Объектом диагностирования выступает турбогенератор ТГ с системой автоматического регулирования возбуждения АРВ. С ТГ и АРВ снимается вся совокупность информационных сигналов доступных для прямого измерения, которые подаются в блок измерения и согласования первичной измерительной информации БСПИИ. В БСПИИ производится калибровка измерительных каналов и при необходимости аналогово-цифровое преобразование с заданной частотой дискретизации. На основе доступной измерительной информации в блоке вычисления первичных диагностических признаков БВПДП производится первичное обобщение поступающих сигналов, как правило, на основе интегральных преобразований. Мгновенные значения сигналов с БСПИИ и

БВПДП позволяют производить динамическую идентификацию и подстройку параметров диагностической модели в блоке БДИПП. Важным преимуществом интеллектуальной диагностической системы является учет априорной информации на основе эмпирического опыта "Эксперта" в данной области, которая формализуется в блоке БУАИ. С его помощью настраивается БАЗА ЗНАНИЙ (формирование и хранение эталонов, разработанных на основе теории экспертных систем). Информация с блоков БВПДП, БИПДМ (блок идентификации параметров диагностической модели) и БАЗА ЗНАНИЙ подается в блок распознавания состояния объекта диагностирования БРСОД, где на основе теории распознавания образов, методов кластерного анализа, методов классификации с обучением производится распознавание вида и уровня дефекта. Сигналы с блока БРСОД не только отображаются на Интерфейсе системы, но и служат входными данными для блока прогнозирования состояния БПС, в котором прогнозируется тренд развития дефекта, рассчитывается остаточный ресурс объекта диагностирования и формируются рекомендации по алгоритму его отказоустойчивого управления.

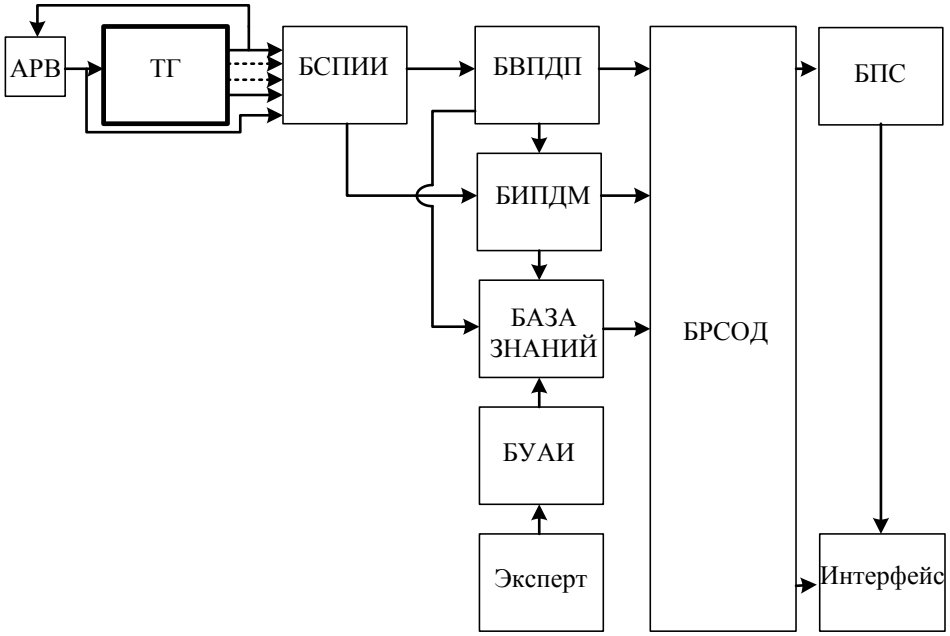


Рис. 1 Архитектура интеллектуальной системы диагностики ТГ

При таком построении диагностической системы ее эффективность работы, прежде всего, определяется мощностью базы знаний с возможностью ее пополнения и мощностью рекомендаций по алгоритму отказоустойчивого управления которые позволяют формировать экспертной СФД качественные и эффективные управленческие решения.

На сегодняшний день имеется множество способов определения вида дефекта, но для повышения надежности эксплуатации ТГ требуется, чтобы СФД не просто выявляла дефекты, но и вырабатывала рекомендации по режиму. Находящихся у эксплуатационного персонала методических рекомендаций недостаточно, поскольку они, как правило, предусматривают только лишь ограничение по мощности или останов генератора [9]. В ряде случаев наиболее эффективным методом является оптимизация температур охлаждающих сред [10], что позволяет отказаться от нежелательных с точки зрения экономической эффективности ограничений на выдаваемую мощность. Режимная оптимизация является эффективным средством ресурсосбережения и может обеспечить работу ТГ с дефектом без износа вплоть до очередного планового ремонта, где дефект может быть устранен без существенных потерь ресурса. Но при этом требуется внедрение высокоэффективной СФД с наблюдением за техническим состоянием дефектных узлов в режиме мониторинга.

Специалисты, участвующие в разработке экспертной системы:

- эксперт (специалист по электрической части оборудования), определяющий знания (данные и правила), обеспечивающий полноту и правильность введения их в экспертную систему, формирующий рекомендации накопленные опытом.
- инженер по знаниям (специалист по разработке системы) выявляет и структурирует знания, необходимые для работы экспертной системы, осуществляет выбор наиболее подходящих инструментальных средств.
- программист (специалист по разработке инструментальных средств) [6, 11] определяет способ представления знаний [12], выделяет и программирует алгоритмы [8, 13].

ВЫВОД.

Предложенаархитектура функциональной диагностики турбогенератора, позволяющая выявлять труднодиагностируемые дефекты, прогнозировать их развитие и вырабатывать рекомендации по алгоритму отказоустойчивого управления генератора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Поляков В.И. Турбогенераторы, отработавшие нормативный срок службы. // Новости ЭлектроТехники. 2009. № 6.
2. Аузинь П. К., Руткинс И. Л. Распознавание состояния объекта по наличию подклассов / Кибернетические методы в диагностики. Рига: Зинатие, 1973. С.18-25.
3. Анисимов В. Ю., Борисов Э. В. Методы достоверности реализации нечетких отношений в прикладных системах искусственного интеллекта // Изв. РАН. Техническая кибернетика. 1991. № 5.
4. Специальные вопросы прогнозирования надежности и диагностики энергетического оборудования: Темат. сб. / Ред. И. П. Копылов. - М.: МЭИ, 1980. 148 с.
5. Алексеев Б. А., Мамиконянц Л. Г., Шакарян Ю. Г. Проблемы продления эксплуатации основного электрооборудования энергосистем, отработавшего определенный стандартами срок работы // Изв. РАН. Энергетика. 2001, № 3. С. 51-59.
6. Джексон, Питер. Введение в экспертные системы: Учеб. пособие / Пер. с англ.- М.: ИД «Вильямс», 2001. 624 с.
7. Котельников Б.В. Методы и алгоритмы обработки информации для автоматизированных систем диагностики электрооборудования электрических станций. Сургут, 2004. 172с.
8. Алексеев Б. А. Определение состояния (диагностика) крупных турбогенераторов. - М.: Научно - учебный центр ЭНАС, 1997. 144 с.
9. Циркуляр Ц-06-96 «О повышении надежности турбогенераторов мощностью 100–800 МВт, работающих в режимах недовозбуждения». М.: РАО «ЕЭС России», 1996.
10. Назолин А.Л., Поляков В.И. Генераторы. Виброакустическая диагностика и ресурсосберегающая эксплуатация // Новости ЭлектроТехники. 2008. № 3(51)
11. Петров В. Н. Информационные системы. - СПб.: Питер, 2002. 688 с.
12. Степанов М. Ф. Основы проектирования экспертных систем технической диагностики: Учебное пособие. - Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2000. 128 с.
13. Глебов И. А., Данилевич Я. Б. Диагностика турбогенераторов. - Л.: Наука. Ленингр. отд-ние, 1989. 118 с.

Научный руководитель: В.И. Полищук, к.т.н, доцент, НИ ТПУ, кафедра ЭСиЭ.

ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИЗНАЧЕНИЙ ГРАНИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙРАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ

Д.Н. Баклай, О.В. Шутенко
Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»,
Электроэнергетический факультет, кафедра «Передача электрической энергии»

Согласно большинству известных методик по интерпретации результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов (ХАРГ), одним из признаков наличия дефекта в трансформаторе, может являться превышение концентраций газов, некоторых значений, называемых граничными. При этом сами граничные значения, рекомендуемые такими методиками, как IEC 60599, IEEE Std C57.104, СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006, РД 153.34.0-46.302-00 существенно отличаются. В этих методиках, за граничную концентрацию газа, рекомендуется принимать 90-95% точку на интегральной функции распределения концентрации газа, полученную для 100 и более единиц однотипного, бездефектного оборудования. Но проблема заключается в том, что, и по методике определения, и по своей физической сути полученные таким путем значения являются не *граничными*, а *типичными* концентрациями. Т.е. максимальными концентрациями газов, которые могут быть обнаружены у 90 – 95% оборудования от общего количества, не имеющего признаков дефекта. Граничные же концентрации подразумевают разделение двух состояний дефектного и бездефектного. Они не могут быть определены, только на основе статистического анализа результатов ХАРГ, полученных от нормально работающего оборудования.

Выполненные в работе [1] исследования показали, что распределения концентраций газов, как в нормально работающих, так и в дефектных силовых трансформаторах негерметичного исполнения, могут быть описаны распределением Вейбулла. На рисунке приведены плотности теоретических распределений концентраций этилена для бездефектного состояния и для термического дефекта с температурой выше 700°С. Как видно из рисунка плотности распределенния для дефектных и бездефектных состояний пересекаются, а это значит что принципиально не возможно выбрать граничные значения показателей, которые бы не давали ошибочных решений. В связи с этим для определения граничных значений концентраций газов необходимо использовать методы статистических решений [2].

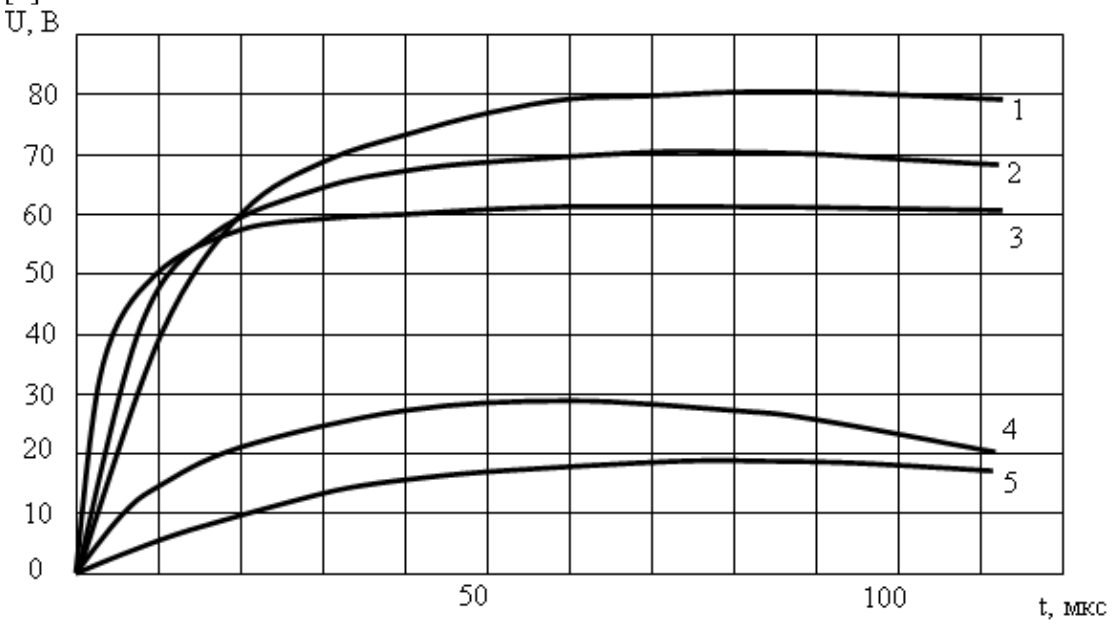


Рис. 1. Плотности теоретических распределений газов для бездефектного($\mathbf{D_1}$) и дефектного($\mathbf{D_2}$) состояний этилена

В теории технической диагностики [2], для определения граничных значений диагностических признаков используется целый ряд критериев, таких как минимальное число ошибочных решений, минимаксный подход, минимизация значений вероятностей одной из ошибок при заданном уровне другой и т.д. Выбор того или иного критерия производится с учетом конкретной задачи.Проанализируем особенности использования каждого из известных критериев

Критерий минимума ошибочных решений – граничные значения диагностических показателей получаются из условия минимума общего числа ошибочных решений. В теории технической диагностики различают две возможные ошибки. Ошибка I-го рода – принимается решение о наличии дефекта, но в действительности трансформатор находится в исправном состоянии, и ошибка II-го рода– принимается решения об исправном состоянии, тогда как трансформатор имеет дефект. Обычно цена пропуска дефекта существенно выше цены ложной тревоги. Еслиуказанные стоимости приблизительно одинаковы (для дефектов с ограниченными последствиями, для некоторых задач контроля и др.), то применение данного критерия вполне оправдано.

Критерий минимума среднего риска – граничные значения диагностических показателей получаются из условия минимума среднего риска, т.е. величины возможного экономического ущерба, возникающего в случае принятия ошибочных решений. При использовании данного критерия необходимо оценивать условные стоимости ошибочных решений.

Минимаксный критерий – используется в ситуации, когда отсутствуют предварительные статистические сведения о вероятности бездефектного D_1 и дефектного D_2, состояний.Рассматривается «наихудший случай», т.е. наименее благоприятные значения P_1 и P_2, приводящие к наибольшему значению (максимуму) риска.

Критерий Неймана-Пирсона – минимизируется вероятность ошибки II-го рода при заданном допустимом уровне вероятности ошибки I-го рода. Однако, при этом возникает необходимость обоснования допустимого уровня вероятности ошибки I-го рода, который осуществляется с учетом разрешающей способности диагностических средств, опасности дефекта, экономических затрат и других обстоятельств.

Поскольку стоимость вероятности ошибки II-го рода много выше стоимости ошибки I-го рода (при наихудшем сценарии - стоимость трансформатора и стоимость повторного анализа), то в качестве критерия для определения граничных значений концентраций растворенных в масле газов, использование критерия минимума ошибочных решений является нецелесообразным. Как правило, значения вероятностей дефектного и бездефектного состояний трансформаторов известны и их определения значений не представляет затруднений [3]. А обоснование допустимого уровня вероятности одного из ошибочных решений, так или иначе, связаны с оценкой их стоимостей. В связи с этим, авторами предлагается использовать величину среднего риска, т.е. величину возможного экономического ущерба, которым сопровождается принятие ошибочного решения.

Предположим, что правильные решения не поощряются и что, диагностика состояния объекта проводится по комплексу диагностических параметров [2] выражение для среднего риска запишем как:

$$R = C_{21}P_1P_{21} + C_{12}P_2P_{12}, \qquad (1)$$

где: $P_1 = P(D_1)$ – априорная вероятность отсутствия дефекта в трансформаторе; $P_2 = P(D_2)$ – априорная вероятность появления дефекта в трансформаторе;

$P_{21} = \int_{S_1} f(x/D_1)dx$ – вероятность ложной тревоги, (случай, когда принимается решение о наличии дефекта, но в действительности трансформатор находится в исправном состоянии); **x** – вектор диагностических признаков (значения концентраций растворенных в масле газов);

$P_{12} = \int_{S_2} f(x/D_2)dx$ – вероятность пропуска цели (принятие решения об исправном состоянии, тогда как трансформатор имеет дефект); C_{21}– цена ложной тревоги; C_{12}– цена пропуска цели; S_1, S_2– многомерные области изменения параметров.

Предположив, что концентрации газов в трансформаторах негерметичного исполнения, статистически независимы, что вполне справедливо для бездефектного состояния с учетом результатов полученных в [4], многомерные распределения концентраций газов определим как:

$$f(x/D_i) = f(x_1/D_i)f(x_2/D_i)...f(x_n/D_i). \quad (2)$$

Учитывая, что концентрации газов, как в дефектных, так и в бездефектных трансформаторах [1], подчиняются закону распределения Вейбулла, запишем в общем виде выражения для расчета вероятностей ошибок I-го и II-го рода и вероятностей правильных решений.

Значение вероятности ошибки I-го рода будет заключаться в том, что при отсутствии дефекта в трансформаторе концентрация хотя бы одного из газов превысит граничное значение. Поскольку диагностика осуществляется по комплексу признаков, то вероятность ошибки I-го рода будет равна сумме из 31 слагаемых, в каждом из которых последовательно изменяются пределы интегрирования, сначала для одного газа, затем для двух, трех и т.д.:

$$P_{21} = \left[\int_{CH_{4гр}}^{\infty} \frac{\beta_{CH_4}}{\alpha_{CH_4}^{\beta_{CH_4}}} \cdot CH_4^{\beta_{CH_4}-1} \cdot e^{-\left(\frac{CH_4}{\alpha_{CH_4}}\right)^{\beta_{CH_4}}} dCH_4 \cdot \right.$$

$$\cdot \int_{C_2H_{4(0)}}^{C_2H_{4гр}} \frac{\beta_{C_2H_4}}{\alpha_{C_2H_4}^{\beta_{C_2H_4}}} \cdot C_2H_4^{\beta_{C_2H_4}-1} \cdot e^{-\left(\frac{C_2H_4}{\alpha_{C_2H_4}}\right)^{\beta_{C_2H_4}}} dC_2H_4 \cdot \quad (3)$$

$$\cdot \int_{C_2H_{2(0)}}^{C_2H_{2гр}} \frac{\beta_{C_2H_2}}{\alpha_{C_2H_2}^{\beta_{C_2H_2}}} \cdot C_2H_2^{\beta_{C_2H_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{C_2H_2}{\alpha_{C_2H_2}}\right)^{\beta_{C_2H_2}}} dC_2H_2 \cdot$$

$$\cdot \int_{C_2H_{6(0)}}^{C_2H_{6гр}} \frac{\beta_{C_2H_6}}{\alpha_{C_2H_6}^{\beta_{C_2H_6}}} \cdot C_2H_6^{\beta_{C_2H_6}-1} \cdot e^{-\left(\frac{C_2H_6}{\alpha_{C_2H_6}}\right)^{\beta_{C_2H_6}}} dC_2H_6 \cdot$$

$$\left. \cdot \int_{0}^{H_{2гр}} \frac{\beta_{H_2}}{\alpha_{H_2}^{\beta_{H_2}}} \cdot H_2^{\beta_{H_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{H_2}{\alpha_{H_2}}\right)^{\beta_{H_2}}} dH_2 \right] + \ldots +$$

где: CH_4, C_2H_4, C_2H_2, C_2H_6, H_2 – значения концентраций газов; $CH_{4гр}$, $C_2H_{4гр}$, $C_2H_{2гр}$, $C_2H_{6гр}$, $H_{2гр}$ – граничные значения концентраций газов; $CH_{4(0)}$, $C_2H_{4(0)}$, $C_2H_{2(0)}$, $C_2H_{6(0)}$, $H_{2(0)}$ – нижний предел обнаружения соответствующих газов, хроматографом; α_{CH4}, α_{C2H4}, α_{C2H2}, α_{C2H6}, α_{H2} – параметры масштаба закона распределения Вейбулла, для концентраций в

бездефектных трансформаторах; β_{CH4}, β_{C2H4}, β_{C2H2}, β_{C2H6}, β_{H2} – параметры формы закона распределения Вейбулла, для концентраций газов в бездефектных трансформаторах;

Значение вероятности ошибки второго рода это вероятность того, что при наличии дефекта концентрации всех 5 газов будут меньше граничных, определялось как:

$$P_{12}=\left[\int_{CH_{4(0)}}^{CH_{4гр}}\frac{\gamma_{CH_4}}{\eta_{CH_4}^{\gamma_{CH_4}}}\cdot CH_4^{\gamma_{CH_4}-1}\cdot e^{-\left(\frac{CH_4}{\eta_{CH_4}}\right)^{\gamma_{CH_4}}}dCH_4\cdot\right.$$

$$\cdot\int_{C_2H_{4(0)}}^{C_2H_{4гр}}\frac{\gamma_{C_2H_4}}{\eta_{C_2H_4}^{\gamma_{C_2H_4}}}\cdot C_2H_4^{\gamma_{C_2H_4}-1}\cdot e^{-\left(\frac{C_2H_4}{\eta_{C_2H_4}}\right)^{\gamma_{C_2H_4}}}dC_2H_4\cdot$$

$$\cdot\int_{C_2H_{2(0)}}^{C_2H_{2гр}}\frac{\gamma_{C_2H_2}}{\eta_{C_2H_2}^{\gamma_{C_2H_2}}}\cdot C_2H_2^{\gamma_{C_2H_2}-1}\cdot e^{-\left(\frac{C_2H_2}{\eta_{C_2H_2}}\right)^{\gamma_{C_2H_2}}}dC_2H_2\cdot \quad (4)$$

$$\cdot\int_{C_2H_{6(0)}}^{C_2H_{6гр}}\frac{\gamma_{C_2H_6}}{\eta_{C_2H_6}^{\gamma_{C_2H_6}}}\cdot C_2H_6^{\gamma_{C_2H_6}-1}\cdot e^{-\left(\frac{C_2H_6}{\eta_{C_2H_6}}\right)^{\gamma_{C_2H_6}}}dC_2H_6\cdot$$

$$\left.\cdot\int_{H_{2(0)}}^{H_{2гр}}\frac{\gamma_{H_2}}{\eta_{H_2}^{\gamma_{H_2}}}\cdot H_2^{\gamma_{H_2}-1}\cdot e^{-\left(\frac{H_2}{\eta_{H_2}}\right)^{\gamma_{H_2}}}dH_2\right]$$

где: η_{CH4}, η_{C2H4}, η_{C2H2}, η_{C2H6}, η_{H2} – параметры масштаба закона распределения Вейбулла, для концентраций в дефектных трансформаторах; γ_{CH4}, γ_{C2H4}, γ_{C2H2}, γ_{C2H6}, γ_{H2} – параметры формы закона распределения Вейбулла, для концентраций газов в дефектных трансформаторах;

Минимизация полученного выражения для определения среднего риска, позволит определить граничные значения концентраций газов, обеспечивающих минимум экономического ущерба.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен анализ наиболее известных критериев, используемых для определения граничных значений диагностических признаков. В условиях, когда плотности распределений для дефектного и бездефектного состояний трансформаторов пересекаются. Для определения граничных значений концентраций газов предложен и обоснован критерий минимума риска. Получено выражение для определения среднего риска.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Шутенко О.В., Баклай Д.М. Аналіз законів розподілу концентрацій газів, розчинених в маслі високовольтних трансформаторів негерметичного виконання // Вісник НТУ «ХПІ» Харків: НТУ «ХПІ». 2014. №24(067). С. 102–117;
2. Биргер И.А. Техническая диагностика.М.: Машиностроение, 1978.240 с;
3. Львов М.Ю., Львов Ю.Н., Дементьев Ю.А., Антипов К.М., Сурба А.С., Шейко П.А., Неклепаев Б.Н., Шифрин Л.Н., Кассихин С.Д. О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей. // Электрические

станции. 2005. № 11.С. 69 –75;
4. Шутенко О.В. Комплексный корреляционный анализ показателей качества трансформаторного масла // Вісник НТУ «ХПІ». Харків: НТУ «ХПІ». 2008. №45. С. 156 – 167;

Научный руководитель О. В. Шутенко, кандидат технических наук, доцент кафедры «Передача электрической энергии», Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», Украина, г. Харьков.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Б.Б. Дымбрылов, А.В. Зубков
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет, Энергетический институт, кафедра электроэнергетических систем

В настоящее время во всех областях электроэнергетики происходит активный рост потребления электроэнергии. Увеличение влияния данного экономического фактора на используемое сложное и дорогостоящее трансформаторное оборудование привело к необходимости максимизации использования его ресурса.

Трансформаторное оборудование является ответственным элементом любой электрической сети. На его работу влияют как внешние воздействия (грозовые и коммутационные перенапряжения, повышение рабочего напряжения, сейсмические воздействия, перегрузки и т.д.), так и внутренние дефекты конструкции, образовавшиеся в результате его эксплуатации (выгорание витков вследствие длительно неотключаемых КЗ на стороне НН, перегрев сердечника при возникновении контура КЗ, засорение трубок охладителя, нарушение контактов и т.д.).

Для непрерывного контроля состояния трансформаторного оборудования и нахождения тех или иных дефектов используется множество методов диагностирования. К основным методам можно отнести следующие [1]:

- газохроматический анализ растворенных в масле газов (ГХА);
- измерение и локализация частичных разрядов;
- тепловизионный контроль.

При прохождении производственной практики на подстанции 500 кВ “Пересвет” нами была изучена современная система диагностики трансформаторного оборудования - СУМТО (система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования).

Данная система предназначена для уменьшения рисков возможных отказов дорогостоящего оборудования, сокращения численности обслуживающего персонала и освобождения его от рутинных процедур профилактического контроля.

СУМТО предназначена для решения следующих задач:

- непрерывного измерения, регистрации и отображения основных параметров трансформаторов в нормальных предаварийных и аварийных режимах;
- прогнозирования технического состояния трансформаторов;
- интеграции в АСУ ТП энергообъекта.

СУМТО является системой с иерархичной структурой. В данной структуре можно выделить три характерных уровня [2]:

- сбора данных (датчики);

- обработки полученных показаний датчиков и команд управления (ШУМТ-М);
- объединения, хранения, визуализации и передачи данных в АСУ ТП.

Схема структуры СУМТО представлена на рисунке 1.

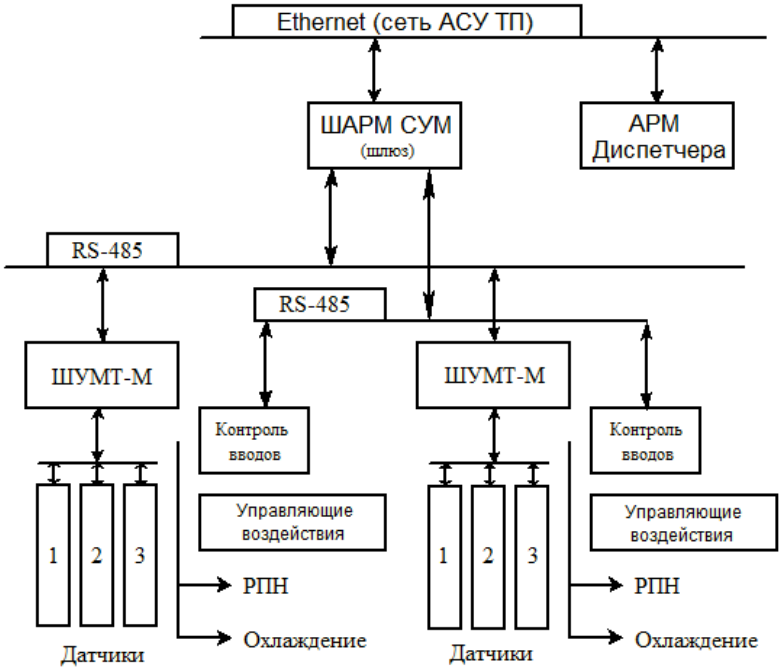


Рис. 1. Схема иерархии СУМТО

Первый уровень включает в себя все технологические защиты, измерительные системы, датчики и другие контролирующие устройства с аналоговым или цифровым входом.

Второй уровень в СУМТО реализован в виде микропроцессорного шкафа управления и мониторинга ШУМТ-М. Данные шкафы устанавливаются непосредственно у каждого бака трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов.

Шкафы управления и мониторинга трансформаторного оборудования типа ШУМТ-М0хх, рассмотренные нами в процессе производственной практики, обеспечивают выполнение следующих функций:

- прием температурных сигналов от термометров сопротивления типа “Pt100”;
- прием сигналов от внешних датчиков с аналоговыми выходными сигналами (датчики влажности, температуры обмотки, температуры верхних слоев масла и т.д.) и датчиков с выходным интерфейсом RS-485;
- прием внешних контактных сигналов о состоянии отдельных узлов и агрегатов трансформаторного оборудования;
- контроль тока нейтрали (для АТ);
- дистанционное управление работой РПН и контроль исполнения команд;
- самодиагностика и определение отказавшего узла;
- передача на верхний уровень системы (СУМТО) информации о состоянии системы охлаждения, а также аппаратуры ШУМТ-М0х-хх.

Шкафы ШУМТ-М0х-хх состоят из следующих взаимосвязанных узлов и систем:

1. внутренняя контроллерная сеть (выполнена на базе стандартного последовательного интерфейса RS-485);
2. центральный контроллер управления;
3. система сбора и первичной переработки входной информации (Модули ICP-DAS);
4. система вторичного питания;
5. оптический канал связи с верхним уровнем СУМТО;

6. система приема сигналов от сельсинных датчиков положения РПН фаз А, В, С;
7. система поддержания температуры внутри шкафа;
8. система сервиса и вспомогательное оборудование.

Третий уровень, самый верхний иерархический уровень СУМТО, представляет собой автоматизированное рабочее место оператора (АРМ). Аппаратура данного уровня СУМТО размещается в шкафу автоматизированного места ШАРМ СУМ.

Данные шкафы выполняют ряд следующих функций:

- управление и контроль состояния локальных сетей подсистем мониторинга, управления и диагностики ТО;
- получение диагностических данных, подготовленных устройствами среднего уровня (ШУМТ-М, приборы контроля изоляции и состояния вводов);
- измерение активной и реактивной мощности ТО;
- получение результатов самодиагностики первичных датчиков и ШУМТ-М;
- формирование данных для SCADA системы;
- выполнение в реальном времени расчетных задач.

Шкафы ШАРМ СУМ состоят из следующих узлов и систем:

1. система вторичного электропитания;
2. управляющий промышленный компьютер;
3. система контроля перенапряжения (состоит из плат ППТНЗ, датчиков ДТНМ-01 и блока питания 24 В ДТНМ-01);
4. система контроля и регулирования температуры внутри шкафа (автоматический выключатель, термостат, панель вентиляторов).

Системы управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования поставляются в виде пакета программ установленных в промышленные компьютеры шкафа ШАРМ СУМ[2].

Аналитические модели СУМТО представляют собой программный продукт, индивидуально настраиваемый на оборудование каждой подстанции с учетом количества охваченных мониторингом трансформаторов, наличия тех или иных датчиков на обмотках и баке каждого аппарата.

Модели осуществляют первичную обработку показаний установленных датчиков в масштабе реального времени и обеспечивают формирование предупредительного сигнала для оперативного персонала о возникновении недопустимого сочетания (совокупности) условий эксплуатации.

Также в СУМТО реализованы алгоритмы оценки состояния оборудования:

- скорости старения витковой изоляции;
- допустимого уровня перегрузок трансформатора;
- пороговой температуры вероятного образования пузырьков водяного пара при перегрузках;
- эффективности работы системы охлаждения;
- остаточного ресурса РПН;
- эффективности работы системы охлаждения;
- температуры возможного начала процесса конденсации влаги из масла на поверхности изоляции при быстром охлаждении.

Данные встроенные алгоритмы помогают более точно определить состояние диагностируемого трансформаторного оборудования в тот или иной момент времени.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная система управления диагностикой и мониторингом является универсальной, выполняя множество диагностических и расчётных функций и имея простое управление. Применение СУМТО снижает риск отказов дорогостоящего оборудования, уменьшает затраты на необоснованные ремонты и обновления, а также повышает безопасность

рабочего персонала. Следуя из вышеперечисленного, также повышается качество энергоснабжения потребителей.

Рассмотренная в ходе производственной практики на ПС "Пересвет" 500 кВ система диагностирования и мониторинга СУМТО, по нашему мнению, позволяет существенно повысить эксплуатационный ресурс всего парка трансформаторного оборудования, используемого на данной подстанции. Она позволяет существенно сократить экономические затраты на эксплуатацию и ремонт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.
2. Мордкович А.Г., Туркот В.А., Филиппов А.А., Цфасман Г.М. Система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования СУМТО//ЭЛЕКТРО 2007. №6.С.23-28.

Научный руководитель: Н.М. Космынина, к.т.н., доцент кафедры электроэнергетических систем ЭНИН ТПУ

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМ СБОРА ОПЕРАТИВНОЙ ИНФОРМАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ И МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

М.И. Валиуллин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Введение

На сегодняшний день в электроэнергетики используются различные цифровые устройства, такихие как микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики, цифровые осциллографы, цифровые измерительные преобразователи и приборы учета электроэнергии. Российская энергосистема достаточно специфична. В первую очередь это связанно с использованием как аналоговых так и цифровых устройств разных производителей на нижнем уровне управления и использование зачастую специфичных протоколов обмена. На данный момент в некоторых филиалах СО ЕЭС России используются большое количество протоколов связи, такие как: МЭК 870-5-101, МЭК 870-5-104, DL- 405, Гранит- микро, Компас, Гранит, ТМ-800, МКТ-3, МКТ-2 и т. д.

В странах Западной Европы и Северной Америки в качестве устройств, осуществляющих функции сбора данных, первичной обработки и передачи данных чаще всего используются устройства телемеханики (RTU, RemoteTerminalUnit). При этом обмен данными RTU с интеллектуальными устройствами IED (Intelligent Electronic Devices) производится с использованием стандартных протоколов, в том числе Modbus, МЭК 870-5-101(102, 103, 104), DNP3.0, Profibus, LonTalk, а для связи с верхним уровнем чаще всего применяются высокоскоростные каналы связи с использованием протоколов обмена согласно МЭК 870-5-104, МЭК 61850, DNP3.0.

Согласно технической документации фирм производителей ряд микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (Protection IED или сокращенно PIED) наряду с выполнением основных функций, могут выполнять функции устройств телемеханики и измерительных устройств, регистраторов аварийных событий и процессов, учета электроэнергии и измерения показателей качества электрической энергии. При этом точность измерений достигается использованиемизмерительных трансформаторов тока на базе катушек Роговского, а также оптических преобразователей (трансформаторов) тока и

напряжения с цифровым интерфейсом. Следует также отметить, что именно цифровые устройства релейной защиты концернов ABB, Siemens, General Electric, Alstom и ряда других компаний являются лидерами по внедрению нового протокола обмена согласно МЭК 61850.

Постановка задачи

Совершенствование методов построения систем сбора оперативной информации и автоматизации подстанций с применением микропроцессорных устройств релейной защиты и цифровых измерительных преобразователей.

Принципы сбора информации

Первый принцип заключается в раздельном использовании цифровых микропроцессорных устройств РЗА и измерительных преобразователей с устройствами сбора информации. Микропроцессорных устройств РЗА выполняют свою основную функцию, а цифровые измерительные преобразователи выполняют функции телеизмерения фазных токов, напряжений, мощности и частоты. Устройства сбора информации, в свою очередь, обеспечивают передачу на верхний уровень следующей информации: фазных токов, напряжений, активной/реактивной мощности и энергии, контроль положения выключателей, состояние устройств релейной защиты и вызовы центральной аварийной/предупредительной сигнализации.

Второй принцип заключается в совместном использовании микропроцессорных устройств релейной защиты и цифровых измерительных преобразователей. При этом используется следующее разделение функций между цифровыми измерительными преобразователями и микропроцессорными устройствами релейной защиты. Цифровые измерительные преобразователи выполняют функции учета и телеизмерения, а микропроцессорные устройства релейной защиты дублируют функции телеизмерения и выполняют функции телеуправления и телесигнализации выключателей, а так же регистрацию и осциллографирование аварийных процессов.

Пример применения второго подхода с использование SCADA систем

При реализации второго принципа с использованием микропроцессорных устройств релейной защиты, на сегодняшний день, чаще всего используются специализированные SCADA системы. Большинство производителей микропроцессорных устройств РЗА предлагают свои специализированные SCADA системы (такие как ABBScada, Alstomscada, SimaticWinCC и т.д.). Применение SCADA систем позволяет достичь высокого уровня автоматизации в решении задач разработки систем управления, сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации. В качестве примера в соответствии с рисунком 1представлена реально существующая схема сбора информации с применением оборудования и SCADA системы фирмы Alstom.

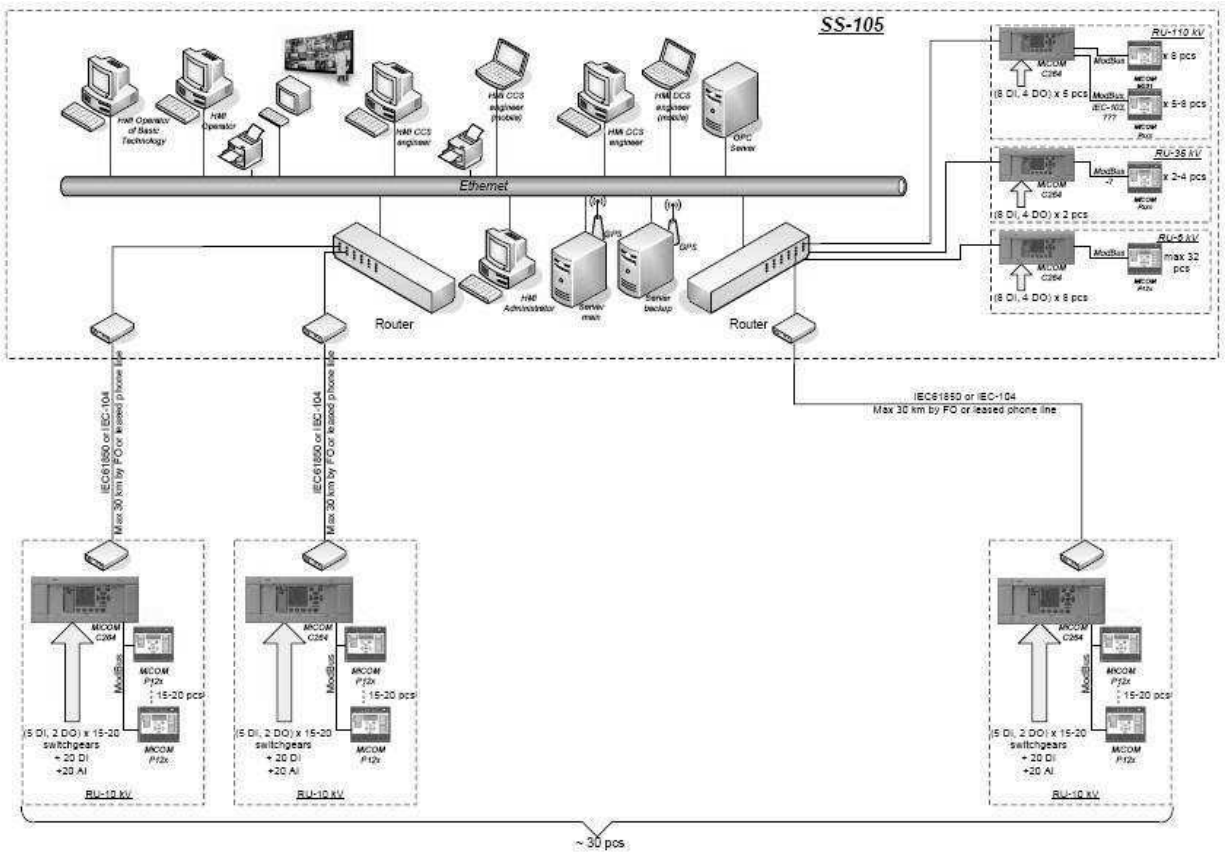


Рис. 1. Структурная схема сбора информации на Кольском ГМК

Характеристики объекта

- Количество подстанций – 3
- Уровни напряжения – 150/35/6 кВ
- Количество точек ввода/вывода – более 2000

Верхний уровень системы

- Резервированные серверы SCADAe-terracontrolv.3.5
- Запасной онлайн-сервер SCADAe-terracontrolv.3.5 на п/с ГПП Подземных потребителей.
- Сервер архивирования e-terraarchivev.2.4 (глубина хранения 1 год).
- 2 приемника GPS Meinberg Lantime M900.
- 7 АРМ оперативного и инженерного персонала с возможностью телеуправления, изменения уставок РЗА и работы с осциллограммами.
- WEB – доступ к системе с внешних рабочих станций управленческого персонала (только просмотр данных).

Средний уровень системы

- Контроллеры MicomC264 – 7 шкафов АСУ.
- Коммутаторы H352

Нижний уровень системы

- Терминалы релейной защиты Micom серий 2x, 3x
- Измерительные центры Micom M231
- Дискретные сигналы (сухой контакт)

Система связи

- Связь между подстанциями – резервированное кольцо FO
- Диспетчерский центр – резервированная сеть Ethernet 100 Мбит/с.
- Используемые протоколыпередачи данных:
    - IEC 104 (SCADA – Micom C264)
    - IEC 103 (MicomC264 – терминалы РЗА)
    - Modbus (MicomC264 – терминалы РЗА)

- IEC 61850 (доступ АРМ инженера к терминалам РЗА)
- HTTP (WEB-доступ к архивам и тонкие клиенты e-terracontrol)
- NTP/SNTP для синхронизации времени системы по GPS-приемникам.

Второй принцип уже используется для управления, сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации на различных предприятиях. Но построение данной системы возможно только при строительстве новых объектов, так как при модернизации старых объектов могут возникнуть проблемы с совместимостью нового оборудования.

ВЫВОД

В связи с увеличением количества микропроцессорных устройств и объемом передаваемой информации целесообразней использовать второй принцип. Так как в данном принципе могут быть задействованы дополнительные функции микропроцессорных устройств РЗА, которые будут дублировать функции телеизмерения и выполнять функции телеуправления и телесигнализации выключателей, а так же регистрацию и осциллографирование аварийных процессов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Мокеев, А.В. Разработка и внедрение систем сбора телемеханической информации / А.В. Мокеев // Электрические станции. – 2007. – № 6. – С. 60-61.
2. Мокеев, А.В., Разработка систем сбора данных с цифровых измерительных преобразователей и микропроцессорных устройств релейной защиты / А.В. Мокеев, А.В. Миклашевич // Тез. докл. конф. “Релейная защита и автоматика энергосистем – 2004”. – М.: ВВЦ, 2004. – С.149-150.
3. Мокеев, А.В. Повышение качества телемеханической информации для АСДУ электростанций и электрических сетей / А.В. Мокеев // Электроинфо. – 2008. – № 11. – С. 58-65.

Научный руководитель: С.М. Юдин, к.т.н., доцент кафедры электроэнергетических систем (ЭЭС) ЭНИН НИ ТПУ.

КЛАССИФИКАЦИЯ «УЗКИХ МЕСТ» И ПРИЗНАКИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА 35 – 110 КВ, СКРЫВАЮЩИХ В СВОЕМ СОСТАВЕ КРИТИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ

А.М. Капицкий
Филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго-РЭС»

В настоящее время в распределительном сетевом комплексе сложилась ситуация, при которой зачастую рост электрических нагрузок опережает темпы реконструкции сетевого оборудования. Указанное положение объясняется, в том числе и за счет того, что объем нагрузки выданных технических условий в совокупности с ранее разрешенной, но до определенного момента не востребованной мощностью, превышает допустимую нагрузку элементов сетевого комплекса [1]. При этом, адаптируя закон минимума Либиха, можно сказать, что наиболее значимым элементом в энергосистеме или её части является элемент, параметры которого более всего отклоняются в негативную сторону от оптимальных для места его установки.

Тем не менее, для того чтобы дать наиболее полное определение понятию «узкое место» применимо к электросетевому комплексу, необходимо классифицировать типичные критические факторы, ограничивающие пропускную способность. Такие факторы можно разделить на «технические» и «документационные». «Технические» факторы в свою очередь делятся на «локальные» и «системные». К «локальным» критическим факторам относятся:

- Ограничение по длительно-допустимому току сетевого оборудования;

- Ограничение по допустимой нагрузке сетевого оборудования в нормальной схеме, с учётом перегрузки при нормативных возмущениях;
- Ограничение по недопустимому снижению напряжения у потребителя;
- Ограничение по условию работы релейной защиты;
- Ограничение по износу оборудования;

К «системным» критическим факторам можно отнести:
- Ограничение по условию статической устойчивости;
- Ограничение по условию динамической устойчивости
- Ограничение по условию критического напряжения.

Рассмотрим подробнее ограничения по условию работы релейной защиты и по износу оборудования, так как остальные широко известны и не требуют пояснений.

Одним из наиболее часто встречающихся критических факторов является ограничение по условию работы релейной защиты. При этом данный критический фактор вызван, как правило, требованиями по чувствительности защит в зоне дальнего резервирования. Так, если к транзиту подключена подстанция с трансформаторами малой мощности и, как следствие, относительно высоким сопротивлением, уровни токов короткого замыкания за трансформатором существенно ниже, чем при замыкании на самом транзите, что является предпосылкой к проявлению рассматриваемого критического фактора. Требования нормативно-технической документации о необходимости резервирования защитой линии защит смежных трансформаторов, т.е. обеспечение необходимой чувствительности при коротком замыкании за трансформатором, приводит к необходимости снижения тока уставки защиты линии. Ярким примером иллюстрирующим указанный критический фактор является транзит 35 кВ «КемТЭЦ – Рудничная» Кузбасской энергосистемы, наименьшая пропускная способность оборудования которого в нормальных условиях составляет 380 А, однако, к транзиту подключена ПС 35 кВ Строммаш с трансформаторами, обладающими относительно высоким сопротивлением, и для обеспечения требуемой чувствительности в зоне дальнего резервирования, уставка дистанционной защиты ВЛ, в пересчете на ток с известными допущениями, составляет 270 А. В силу данного ограничения, в ремонтных схемах предъявляются дополнительные требования к уровню генерации Кемеровской ТЭЦ, а также либо вводятся ограничения нагрузки на всём протяжении транзита, либо, по решению технического руководителя сетевой компании, изменяется уставка дистанционной защиты, при этом защиты трансформаторов ПС 35 кВ Строммаш не резервируются.

Ограничение по износу оборудования – проблема, на которую с течением времени всё более обращают внимание эксплуатирующие компании. Кроме явного износа составных элементов объектов электросетевого комплекса, таких к примеру, как плашечные зажимы проводов ВЛ, поддающихся относительно несложному анализу и прогнозированию состояния, существуют составные элементы оборудования не поддающиеся прогнозированию вообще или же прогноз состояния которых предполагает недопустимо короткие периоды технического обслуживания. Повсеместно распространенным примером таких элементов служат устройства регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (РПН). В настоящее время в подавляющем большинстве распределительных сетевых компаний России, устройства автоматического регулирования напряжения трансформатора выведены из работы, а изменение анцапфы РПН производится вручную с обязательным условием вывода трансформатора в ремонт и замером омического сопротивления обмоток, как следствие мероприятия по регулированию напряжения одного трансформатора занимают от трёх до пяти часов. При этом в среднем по Филиалу ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» в 23 – 26% случаев омическое сопротивление обмоток на определенной анцапфе не соответствует нормативу, и приходится выбирать иное положение РПН, удовлетворяющее расчетным условиям, а приблизительно в 0,5 – 1% случаев единственным путём является шунтирование устройства РПН трансформатора, поскольку ни на одной отпайке, включая первоначально установленную, омическое

сопротивление не удовлетворяет нормативным требованиям. Кроме того, даже если омическое сопротивление обмоток находится в норме на каждой анцапфе РПН трансформатора, в настоящее время не существует способов диагностики, позволяющих однозначно определить возможность переключения отпайки под нагрузкой на устройствах выработавших нормативный срок, тем более в автоматическом режиме при оптимальной для распределительной сети зоной нечувствительности 1,5 n, где n – шаг РПН. Очевидно, что следствием наличия в сети трансформаторов с выведенной из работы системой автоматического регулирования напряжения является появление «узкого места», выражающегося в существенном повышении уровня критического напряжения в узлах нагрузки 110 кВ до 0,95 - 0,98 $U_{\text{НОРМ}}$ вместо принимаемого по умолчанию Методическими указаниями по устойчивости энергосистем 0,7 $U_{\text{НОМ}}$ [2].

Таким образом, все «технические» критические факторы объединяются единым признаком – их наступлению предшествуют отклонения от проектных решений или нагрузок в процессе эксплуатации, а также износ оборудования.

К «документационным» критическим факторам относятся факторы, не имеющие под собой технических ограничений, но проявляющиеся вследствие юридических ограничений, прописанных в договорах на передачу электрической энергии между региональными и территориальными сетевыми компаниями, или между сетевой компанией и прямым потребителем.

Примером, иллюстрирующем юридическое ограничение, порождающее критический фактор являются условия договора Филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» и некой угольной компанией. В связи с невозможностью разглашения существенных условий договора, не представляется возможным привести наименование потребителя. В договоре прописано, что сетевая компания согласовывает с указанным потребителем вывод в ремонт электросетевого оборудования на своих объектах, если следствием такого вывода является снижение надёжности электроснабжения потребителя, также в договоре содержится стандартное требование к схеме электроснабжения электроприемников I категории по надёжности. Совокупность указанных условий позволяет угольной компании не согласовывать вывод в ремонт оборудование сетевой компании без предоставления резервного источника питания, которым является передвижная дизель генераторная установка. Однако ограниченная мощность передвижных дизель генераторных установок не позволяет проводить ремонты в весенний и осенний периоды из-за повышенной нагрузки водоотливов угольной компании. Очевидно, что имеет место быть технически некорректная трактовка условий договора со стороны угольной компании, но при этом с юридической точки зрения трактовка однозначна и не противоречит действующему законодательству.

Так же существуют примеры юридических ограничений в договорах между региональными и территориальными сетевыми компаниями, проявляющиеся, как правило, в невозможности резервирования нагрузки в послеаварийных схемах.

Таким образом, единым признаком «документационных» критических факторов является то, что их наступлению предшествует недостаточная проработка условий договоров и использование типовых договоров между сетевыми компаниями, схемы которых обладают широкими возможностями для резервирования нагрузки в послеаварийных схемах.

Согласно проведенной классификации можно дать наиболее полное определение понятию «узкое место», применительно к электросетевому комплексу: «узким местом» называется критический фактор, ограничивающий величину передаваемой мощности в ремонтных или послеаварийных схемах, вследствие физического износа оборудования, отступления в процессе эксплуатации от проектных решений или вследствие неразрешенных юридических ограничений между хозяйствующими субъектами.

Единственным точным методом анализа наличия «узких мест» в схеме является проведение многовариантных расчетов. Однако зачастую возникают ситуации, когда в объемных схемах необходимо сужать область поиска критических элементов до уровня

районов, где наиболее вероятно их наличие. Характерными признаками районов электроснабжения, скрывающих в себе критические элементы, являются:

1. Районы, содержащие в себе подстанции с трансформаторами малой мощности, как правило 2500 кВА и менее, подключенные к линиям, на которых основной является дистанционная защита. Здесь высока вероятность наличия ограничения пропускной способности линий в ремонтных и послеаварийных схемах по условиям релейной защиты.

2. Районы, содержащие в себе двухцепные ВЛ, пропускная способность одной цепи которых при нормальных условиях меньше половины суммы установленных мощностей трансформаторов, питаемых от данной ВЛ. В таких районах высока вероятность наличия ограничения пропускной способности провода ВЛ в послеаварийных схемах.

3. Районы, содержащие в себе ВЛ, ствол которых выполнен проводом различного сечения или проводом различных марок. Как правило разнородность провода, которым выполнен ствол линии, обусловлена экстренным ремонтом ВЛ при обрывах, и именно проведение экстренных восстановительных работ является наиболее частой причиной отклонения от проектных решений в процессе эксплуатации.

4. Районы, содержащие в себе ВЛ, по которым происходит выдача мощности с электростанций и, соединения проводов которых, выполнены плашечными зажимами. На таких ВЛ, как правило высок усталостный износ зажимов вследствие относительно частого изменения температурного режима провода, особенно в период низких температур.

5. Районы, территориально расположенные на активно экономически развивающихся территориях, содержащие в себе энергоёмкие производства, прошедшие период консервации. В таких районах высока вероятность наличия ограничений пропускной способности по всем видам оборудования, обусловленная выдачей технических условий на подключение новой нагрузки в период консервации энергоёмкого производства, поскольку решение о необходимости реконструкции сетевого комплекса при подключении новой нагрузки принимается исходя из данных контрольного замера.

6. Электрически удалённые районы, содержащие в себе нерегулируемые БСК 110 кВ. В таких районах высока вероятность «запирания» реактивной мощности в ремонтных и послеаварийных схемах, следствием которого является сначала недопустимое повышение напряжения, вызывающее работу автоматики отключения БСК, что приводит к недопустимому снижению напряжения.

7. Районы, нагрузка которых резервируется от другого центра питания по линиям меньшего класса напряжения. Здесь высока вероятность ограничения пропускной способности, как по проводу ВЛ, так и по условиям работы РЗА, поскольку, как правило, при подключении новой нагрузки в таком районе, проектом проверяется режим в ремонтных и послеаварийных схемах по классу сети основного питания. Зачастую это вызвано тем, что сеть основного и резервного питания принадлежит разным хозяйствующим субъектам.

8. Районы, в составе которых имеются объекты малой генерации, работающие параллельно с системой. В таких районах, вследствие малой мощности генераторов, как правило, присутствуют определенные проблемы со статической и динамической устойчивостью. Кроме того, зачастую системы внешнего электроснабжения предприятий, использующих объекты малой генерации, работающие параллельно с системой проектируются таким образом, что в случае «потери» малой генерации, пропускная способность системы внешнего электроснабжения может обеспечить лишь технологический минимум предприятия – объем аварийной и технологической брони.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Приведённая классификация позволила дать четкое определение тому, что принято называть «узкое место» применительно к электросетевому комплексу. Кроме того выделено восемь характерных признаков энергорайонов, с высокой долей вероятности, содержащих критические элементы, что позволяет существенно снизить трудозатраты при анализе объёмных схем распределительной сети.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Капицкий А.М. Ликвидация усложненного режима по реактивной мощности и стабилизация напряжения в энергоемких районах значительной удаленности. // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1, г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. Новочеркасск: Лик, 2013. С. 338-341.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем, утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

ФОРМИРОВАНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ ПРИ ТЕСТИРРОВАНИИ ОБМОТОК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СО СХЕМОЙ СОЕДИНЕНИЯ «ТРЕУГОЛЬНИК» ПРЯМОУГОЛЬНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ НАПРЯЖЕНИЯ

Н.А. Лебедев, Д.В. Кокорин
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова», энергетический факультет, кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

Силовые трансформаторы являются важнейшей электротехнической установкой электропитающих систем, от надёжности и качества функционирования которых зависит надёжность и качество распределяемой электрической энергии [1].

В настоящее время в эксплуатации на энергетических предприятиях России находится значительное число силовых трансформаторов 6-10/0,4 кВ, имеющих срок наработки 25 лет и более [2].

В связи с этим всё более актуальной становится задача продления срока службы и оценка возможности дальнейшей эксплуатации такого оборудования. Опыт эксплуатации силовых трансформаторов показывает, что и после отработки установленного срока службы значительная часть существующего парка сохраняет работоспособность и его замена нецелесообразна [3].

Одним из наиболее эффективных методов выявления дефектов в трансформаторном оборудовании является метод низковольтных импульсов, который позволяет определять не только наличие дефекта, но и место его возникновения, а также выявлять дефекты, находящиеся на ранней стадии развития, следить за состоянием изоляции обмоток и объективно оценивать процесс эксплуатации силового трансформатора.

Суть метода состоит в том, что на один вывод первичной обмотки подаётся тестовый сигнал прямоугольной формы, а с другого вывода фиксируется диагностический сигнал. Полученный сигнал подвергается разложению в спектр, а также сравниванию с эталонным спектром для данной марки трансформатора для условно-идеального технического состояния.

Подача и снятия тестового сигнала осуществлялись генератором-осциллографом АКИП – 4107, с программным обеспечением PicoScope 6, позволяющим раскладывать полученные сигналы в спектр и сравнивать их.

В процессе исследования были разработаны несколько схем замещения трансформатора и на основании наиболее правильного учета всех параметров выбрана схема, более точно отображающая процессы, происходящие в обмотках силового трансформатора. После чего были обоснованы все элементы схемы замещения. Наличие как можно больше обоснованных элементов в схеме замещения приблизит математическую модель к реальному трансформатору и даст наиболее точный результат моделирования процесса. При изменении какого-либо параметра схемы замещения будет изменяться

процесс, протекающий в обмотках и изоляции трансформатора. Характер этого процесса позволит объективно оценить работу оборудования и принять необходимые меры по его отключению, выводу в ремонт, устранению неполадок и предотвращению аварий.

На рисунке 1 изображена схема замещения обмотки силового трансформатора по схеме «треугольник». В данной схеме диагностический сигнал проходит по всем трем обмоткам, две из которых подключены последовательно, а третья им параллельно.

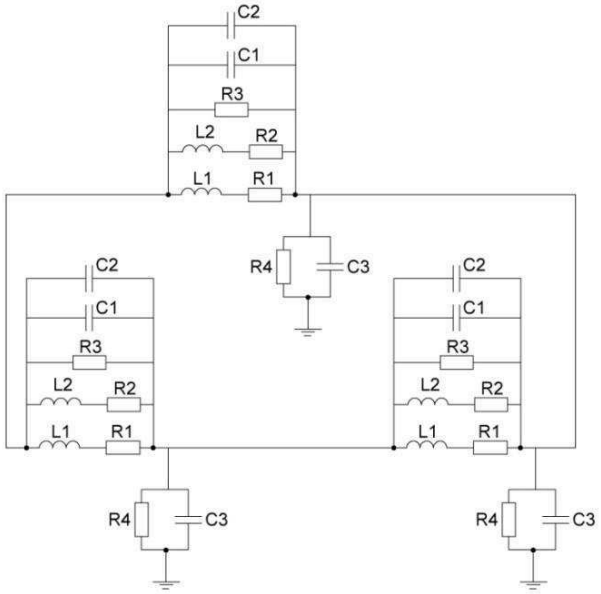


Рис.1. Схема замещения обмотки силового трансформатора по схеме «треугольник»

Для данной схемы выведена формула полного сопротивления (1) и составлено характеристическое уравнение (2).

$$Z_{\Delta} = \frac{2}{3\cdot p\cdot C_{\Sigma} + \frac{3}{R_3} + \frac{3}{(p\cdot L_1 + R_1)} + \frac{3}{(p\cdot L_2 + R_2)}} + \frac{1}{\frac{3}{R_4} + 3\cdot p\cdot C_3}; \quad (1)$$

$$3\cdot p^4\cdot L_1\cdot L_2\cdot R_3\cdot C_{\Sigma}\cdot C_3\cdot R_4 + p^3\cdot(2\cdot L_1\cdot L_2\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4 + L_1\cdot L_2\cdot R_3\cdot C_{\Sigma}\cdot R_4 + 3\cdot L_1\cdot L_2\cdot R_3\cdot C_{\Sigma} + 3\cdot L_1\cdot R_2\cdot R_3\cdot C_{\Sigma}\cdot C_3\cdot R_4 +$$
$$+3\cdot L_2\cdot R_1\cdot R_3\cdot C_{\Sigma}\cdot C_3\cdot R_4 + 3\cdot L_1\cdot L_2\cdot C_3\cdot R_4) + p^2\cdot(2\cdot L_1\cdot L_2\cdot R_3 + 2\cdot L_1\cdot R_2\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4 + 2\cdot L_2\cdot R_1\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4 + L_1\cdot R_2\cdot R_3\cdot C_{\Sigma}\cdot R_4 +$$
$$+L_2\cdot R_1\cdot R_3\cdot C_{\Sigma}\cdot R_4 + L_1\cdot L_2\cdot R_4 + 3\cdot L_1\cdot R_2\cdot R_3\cdot C_{\Sigma} + 3\cdot L_2\cdot R_1\cdot R_3\cdot C_{\Sigma} + 3\cdot L_1\cdot L_2 + 3\cdot C_{\Sigma}\cdot R_1\cdot R_2\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4 + 3\cdot L_1\cdot R_2\cdot C_3\cdot R_4 +$$
$$+3\cdot L_2\cdot R_1\cdot C_3\cdot R_4 + 3\cdot L_2\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4 + 3\cdot L_1\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4) + p\cdot(2\cdot L_1\cdot R_2\cdot R_3 + 2\cdot L_2\cdot R_1\cdot R_3 + 2\cdot R_1\cdot R_2\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4 + C_{\Sigma}\cdot R_1\cdot R_2\cdot R_3\cdot R_4 +$$
$$+L_1\cdot R_2\cdot R_4 + L_2\cdot R_1\cdot R_4 + L_2\cdot R_3\cdot R_4 + L_1\cdot R_3\cdot R_4 + 3\cdot C_{\Sigma}\cdot R_1\cdot R_2\cdot R_3 + 3\cdot L_1\cdot R_2 + 3\cdot L_2\cdot R_1 + 3\cdot L_2\cdot R_3 + 3\cdot L_1\cdot R_3 + 3\cdot R_1\cdot R_2\cdot C_3\cdot R_4 +$$
$$+3\cdot R_2\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4 + 3\cdot R_1\cdot R_3\cdot C_3\cdot R_4) + 2\cdot R_1\cdot R_2\cdot R_3 + R_1\cdot R_2\cdot R_4 + R_2\cdot R_3\cdot R_4 + R_1\cdot R_3\cdot R_4 + 3\cdot R_1\cdot R_2 + 3\cdot R_2\cdot R_3 + 3\cdot R_1\cdot R_3 = 0 \quad (2)$$

Наличие коэффициентов «2/3» в формуле (1) объясняется последовательным соединением двух продольных ветвей и одной параллельной им, коэффициент «1/3» объясняется соединением поперечных ветвей трех обмоток схемы замещения силового трансформатора.

Составленная схема замещения позволит смоделировать параметры силовых трансформаторов для различного технического состояния.

Моделирование переходных процессов предусматривает получение решения характеристического уравнения, описывающего переходный процесс, т.е. получение всех переменных в виде функций от времени, а затем проведение анализа этих функций.

Для получения корней характеристического уравнения подставляем в него значения RLC-элементов экспериментально снятые с реального трансформатора. После нахождения корней характеристического уравнения составляем уравнения переходного процесса для схемы замещения силового трансформатора со схемой соединения обмоток «треугольник»:

$$U(t) = 1 + A_1\cdot e^{-4{,}941\cdot 10^7\cdot t} + A_2\cdot e^{-3{,}596\cdot 10^{11}\cdot t} + A_3\cdot\sin(3{,}255\cdot 10^7\cdot t + \varphi_3)\cdot e^{-1{,}946\cdot 10^4\cdot t} \quad (3)$$

Так как уравнения содержат по четыре неизвестных: A1, A2, A3 и φ3, то нахождение их производим с помощью решения системы уравнений. Когда будут найдены неизвестные,

то уравнение переходного процесса для схемы соединения обмоток по схеме «треугольник» записывается как:

$$U(t) = 1 + -0,303 \cdot e^{-4,941 \cdot 10^{7} \cdot t} + 1,126 \cdot 10^{-12} \cdot e^{-3,596 \cdot 10^{11} \cdot t} - 0,835 \cdot \sin(3,255 \cdot 10^{7} \cdot t - 0,987) \cdot e^{-1,946 \cdot 10^{4} \cdot t} \quad (4)$$

Полученные уравнения обрабатываются с помощью программы MathCad, которая наглядно отображает переходной процесс в обмотках силового трансформатора и программы AutoSignal v1.6 позволяющей разложить в спектр кривую переходного процесса.

На рисунке 2 и 3 изображена кривая переходного процесса для схемы соединения обмоток «треугольник».

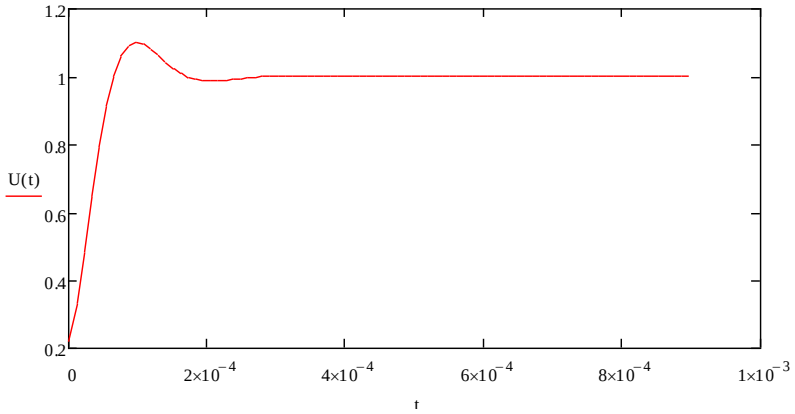


Рис.2. Кривая переходного процесса для схемы соединения обмоток «треугольник»

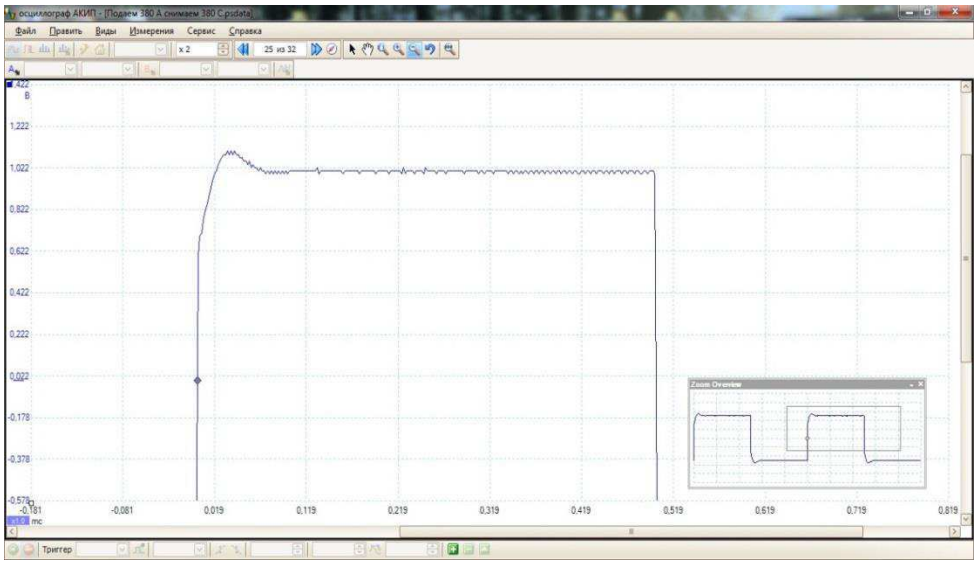


Рис.3. Кривая переходного процесса экспериментальна снятая для схемы соединения обмоток «треугольник»

На рисунках 4 и 5 показаны экспериментальные и расчетные спектрограммы для схемы соединения обмоток «треугольник».

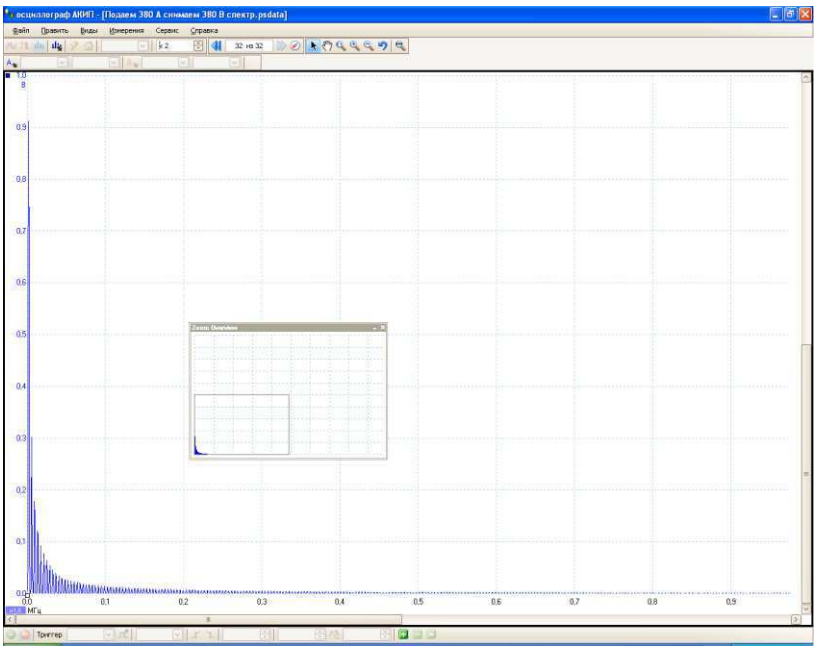


Рис.4. Спектрограмма экспериментально снятая для схемы соединения обмоток «треугольник»

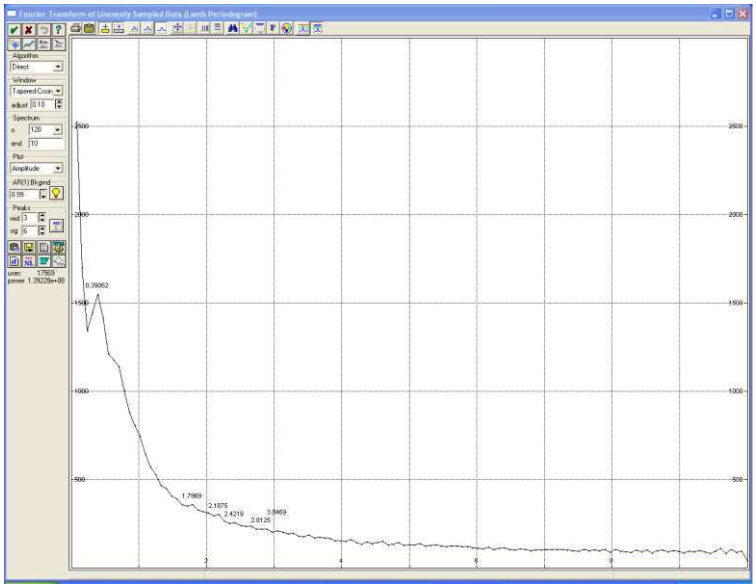


Рис.5. Спектрограмма расчетная для схемы соединения обмоток «треугольник»

Результатом проделанной работы является получение спектрограмм для условно идеального состояния трансформатора. Под этим состоянием подразумевается трансформатор, который изготовлен без нарушений технологических норм, то есть дефекты, обусловленные процессом его изготовления, отсутствуют. В дальнейшем, планируется разработка методики обработки спектрограмм, после чего можно будет установить зависимость спектрального состава волнового затухающего процесса от вида и степени развития дефектов в обмотках трансформатора. Получение требуемых результатов работы позволит решить проблему диагностирования механического состояния обмоток силовых трансформаторов и предотвратить внезапный отказ электрооборудования, что повысит качество и уровень надежности электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тимонин, Ю. Н. Обоснование рациональных параметров энергосберегающих электромеханических систем охлаждения силовых трансформаторов для

повышения надежности их работы [Текст] : дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : 05.09.03 / Тимонин Юрий Николаевич. – Тула, 2012. – 135 с.
2. Рощупкин, М. Д. Разработка методики акустической диагностики электрических разрядов в силовых и измерительных трансформаторах [Текст] : дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : 05.14.12 / Рощупкин Михаил Дмитриевич. – Москва, 2011. – 158 с.
3. Чупак, Т. М. Прогнозирование технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов [Текст] : дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : 05.14.02 / Чупак Татьяна Михайловна. – Красноярск, 2007. – 128 с.

ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

А.Ж. Алишев
Оренбургский Государственный университет

Силовые трансформаторы являются одним из значимых и дорогостоящих элементов электроэнергетики. Согласно ГОСТ 11677-85 расчетный срок службы составляет 25 лет. Однако, если условия работы оборудования на протяжении всего срока эксплуатации соответствовали расчетным, а нагрузки не превышали номинальных значений, то состояние твердой изоляции трансформатора после завершения назначенного ресурса останется удовлетворительным и его замена оказывается нецелесообразной.

Вместе с тем для обеспечения требуемого уровня надежности работы энергосистемы, при дальнейшей эксплуатации оборудования, исчерпавшего назначенный ресурс, особое внимание должно быть уделено контролю его технического состояния. Таким образом, на современном этапе развития энергетики повышается актуальность вопросов диагностики силовых трансформаторов высших классов напряжения.

Выявление дефектов и повреждений является одной из основных задач диагностики трансформаторов

Внешние сильные воздействия и ненормальные режимы работы энергосистемы являются основными источниками появления дефектов и повреждений.

Чаще всего дефекты встречаются:

в обмотках: разрушающее изоляцию выгорание витков из-за длительно неотключаемых коротких замыканий на стороне низшего напряжения; деформации при коротких замыканиях вследствие недостаточной динамической стойкости; увлажнение и загрязнение из-за негерметичности трансформатора, уменьшающие электрическую прочность изоляции и приводящие к ее пробою; износ и уменьшение механической прочности, а затем и уменьшение электрической прочности, пробой изоляции; различные дефекты изготовления;

в магнитопроводе: перегрев сердечника при возникновении контура короткого замыкания, что создает опасность возникновения пожара в железе;

в системе охлаждения: неисправности вследствие повреждения маслонасосов; засор трубок охладителя, перегревающий трансформатор;

в устройстве РПН: нарушение контактов, вызывающих искрение, подгарание контактов и отказ РПН; неисправность изготовления, вызвавшие нарушение изолирующей РПН перегородки и загрязняющие продуктами пиролиза масла в баке трансформатора, что усложняет проверку изоляции по газохроматографическому анализу масла; механические неисправности РПН вследствие износа узлов кинематической схемы, что приводит к

обгоранию контактов РПН; дуговое короткое замыкание в РПН из-за негерметичности устройства РПН при увлажнении бакелитового цилиндра.

в прочих узлах: разгерметизация бака вследствие дефектов сальников задвижек; перегревы контактных соединений вследствие дефектов монтажа; течи масла при дефектах прокладок вследствие некачественного монтажа.

Самым опасным для работоспособности трансформатора дефектам уделяется особое внимание, потому что все виды дефектов выявить не удастся по технико-экономическим причинам.

Во время работы трансформаторов в соответствии с инструкциями по их эксплуатации контролируется режим в части нагрузки, рабочих напряжений и соответствие этих параметров с допустимыми. Релейная защита обеспечивает непрерывный контроль допустимости режима. Обследования состояния трансформатора проводят во время работы либо после его отключения.

Для дорогостоящих и наиболее ответственных трансформаторов на практике наиболее часто используются: газохроматографический анализ растворенных в масле газов (ГХА), измерение и локализация частичных разрядов, измерение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора.

Тепловизионный контроль, измерения частичных разрядов, вибрационный контроль, ультразвуковая локация, измерения сопротивления КЗ под нагрузкой и другие относят к периодическим испытаниям без отключения трансформаторов.

Рассмотрим основные методы выявления дефектов во время работы трансформатора и при его отключении.

1. Периодический контроль состояния
2. По качеству масла можно определить пригодность изоляции трансформатора. Проводят физико-химический анализ масла, по которому находят продукты старения бумажной изоляции и продукты разложения масла. Далее определяем различные дефекты.
3. Так можно следить за динамикой старения трансформатора и своевременно предпринимать меры по его работоспособности.
4. Наличие в масле воздуха или различных примесей сильно снижают его электрические характеристики.
5. Газохроматографический анализ проб масла
6. Хроматографическая проверка газов в масле показывает наибольшее количесво дефектов, поэтому ГХА считается главным видом диагностики трансформаторов.
7. Все крупные энергокомпании и трансформаторостроителъные фирмы широко применяют ГХА масла, при этом используют различные системы оценки и определения типа дефекта трансформатора.
8. С помощью ГХА выявляются прогрессивно развивающиеся дефекты: замыкание параллельных проводников в обмотке, дефекты потенциальных соединений экранирующих колец и других деталей с образованием «плавающего» потенциала и искрения, частичные разряды между дисками или проводниками из-за загрязнения масла, дефекты болтовых соединений, скользящих и подвижных контактов, образование замкнутых контуров тока через стяжные болты с двойным заземлением сердечника, дефекты контактов избирателя РПН, дефекты межлистовой изоляции сердечника, последствия усадки обмотки в виде образования деталей с «плавающим» потенциалом.
9. Однако неисправности контакта токоведущих частей, замыкания витковой изоляции после динамических воздействий КЗ, выход из строя стержня во вводе – это быстроразвивающиеся дефекты, которые нельзя предупредить с помощью ГХА масла.
10. Равным образом благодаря ГХА определяются дефекты, не приводящие к выходу из строя, но трактующиеся как неполадки, например, попадание ацетилена из бака РПН в основной бак.
11. Оценка старения твердой изоляции

12. Установление стадии старения твердой изоляции обмоток трансформатора с хорошей точностью проходит по коэффициенту полимеризации. Но для этого необходимо найти наиболее нагретую часть обмотки. В рабочем состоянии это провести невозможно, а вскрытие бака нежелательно.

13. Измерение частичных разрядов

14. Эффективным методом определения дефектов изоляционных конструкций высокого напряжения является измерение частичных разрядов (ЧР). Присутствие ЧР напрямую адресуют на недостаточную электрическую прочность изоляции, увеличение разрядов приводит к повреждению трансформатора. Наиболее эффективны измерения частичных разрядов при повышенном напряжении. Эти измерения проводятся на отключенном оборудовании с подачей напряжения от внешней испытательной установки

15. Тепловизионный контроль

16. Обследование нагрева трансформатора с внешней поверхности выдает дефекты внешних контактных соединений, повышенный нагрев отдельных участков поверхности бака и перегревы в баках контакторов и избирателей РПН. С помощью тепловизионной аппаратуры успешно выявляются нагревы внутри высоковольтных вводов.

17. Определение сопротивления короткого замыкания в работе

18. Воздействие динамических усилий при коротких замыканиях вызывает деформацию обмоток – частый дефект крупных силовых трансформаторов.

Деформация обмоток вызывает изменение индуктивности и емкости смещающихся катушек или дисков, что вызывает изменение полного сопротивления короткого замыкания обмотки. О степени деформации обмоток можно судить с помощью сравнения измеренного значения сопротивления короткого замыкания с полученным ранее значением.

Также с изменением формы обмоток меняется частотная характеристика трансформатора, которую определяют подачей напряжения различной частоты. Частотная характеристика сравнивается с полученной ранее характеристикой. Такой же результат дает анализ переходной функции трансформатора, которую получают при воздействии на его обмотку прямоугольным импульсом.

Измерения сопротивления короткого замыкания и снятие частотных характеристик производятся в основном на отключенном трансформаторе, в частности, после воздействия токов короткого замыкания большой кратности. Вибрационный контроль прессовки

Контроль состояния прессовки обмоток и магнитопровода, методы которого основаны на анализе вибрационных характеристик трансформатора, получили распространение только в последние годы.

1. Непрерывный контроль состояния

Непрерывный контроль состояния покажет дефекты оборудования до его значительного повреждения.

2. Нагревы трансформатора

Нагревы трансформатора во время работы являются важной проблемой эксплуатации. Чтобы контролировать тепловое состояние трансформатора необходимы измерения температуры верхних слоев масла, измерения температуры наиболее нагретых точек внутри трансформатора. Подобные измерения позволяют оценить перегрузочную способность трансформаторов в динамике, в частности, при типовых испытаниях. Распределенные волоконно-оптические датчики температуры, вмотанные в обмотку, дают наибольшие возможности.

Проверка температуры наиболее нагретых точек во время работы дает возможность найти оптимальное число вентиляторов и насосов при данной температуре и нагрузке трансформатора. Это позволяет уменьшить потери в системе охлаждения, увеличить КПД трансформатора.

Вывод: разнообразие дефектов требует направленности контроля в первую очередь на выявление наиболее частых и опасных дефектов. Их контроль во время работы позволяет выявить ряд прогрессирующих дефектов, что увеличивает надежность эксплуатации и дает

возможность избегать аварийные режимы. Дорогостоящая аппаратура, целью которой является выявление многих дефектов и эффективный контроль состояния трансформатора, всегда окупает себя.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 216 е.: ил. - (Основное электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта).
2. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.302-00 -М., 2001. 26 с.
3. Технические средства диагностирования: Справочник / В.В. Клюев, П.П. Пархоменко, В.Е. Абрамчук и др.; Под общ. ред. В.В.Клюева. М.: Машиностроение, 1989.

Научный руководитель: С.В. Митрофанов, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий, Оренбургский Государственный Университет

ВИБРАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ АГРЕГАТА И ИНТЕГРАЦИЯ ЕГО В СИСТЕМУ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Е.В.Пересторонина
ГОУ ВПО «Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета»,
факультет Гидроэнергетики

Текущий этап развития гидроэнергетики определяется возрастанием количества оборудования, которое отработало свой ресурс, что требует его усовершенствования и замены. Используемые в настоящее время средства контроля состояния гидроагрегатов либо устарели, либо не в полной мере удовлетворяют современным требованиям. Этими проблемами в значительной степени определяется необходимость внедрения эффективных средств постоянного контроля и диагностирования оборудования.

Любое оборудование в процессе эксплуатации подвергается различным воздействиям, которые приводят к ухудшению его технического состояния, повреждениям и отказам. В настоящее время существует система технического обслуживания, которая обеспечивает поддержание машин в исправном состоянии. Происходит переход от планово-предупредительных ремонтов (ППР) на обслуживание по состоянию. Система обслуживания по состоянию предполагает, что работы по ремонту проводятся с их техническим состоянием на данный момент эксплуатации. Но она является недостаточно совершенной, как следствие могут возникнуть нарушения эксплуатации, отказы системы, аварии. Всё это может привести к экологическому и экономическому ущербу, к материальным затратам на ремонт и восстановление оборудования, а так же к гибели людей.

При этом одной из самых важных проблем является определение дефектов на ранней стадии развития. Решение этой проблемы позволит обеспечить высокий коэффициент готовности, сократить время простоя, снизить затраты на ремонты, продлить срок службы основного оборудования, а также предотвратить аварийные ситуации.

С ростом установленной мощности ГЭС и увеличением их роли в энергосистемах появляется потребность в модернизации оборудования и эффективности эксплуатации с наиболее высокой надежностью. Для обеспечения повышения надежности работы

гидроагрегата необходимо вовремя идентифицировать повреждения и дефекты оборудования и с помощью специальных мер во время предупредить разрушение агрегата. Поэтому задачей технической диагностики является определение технического состояния каждого агрегата.

Состояние машины, ее неисправности и развивающиеся дефекты проявляются на работающей машине посредством признаков неисправностей и повреждений, таких, как, например, шум, сдвиг частей машины и увеличение температуры, механические вибрации. Поэтому для оценки состояния машины необходимо учитывать комплекс признаков возможных неисправностей и дефектов.

Наибольшую роль в оценке механического состояния гидроагрегата имеет контроль его вибрационных параметров, которые отражают жесткость крепления механических частей. В настоящее время гидроагрегаты оснащены системами непрерывного контроля . Эти системы позволяют сравнивать измеренные уровни вибрации с предварительно установленными предельными значениями.

Развитие измерительной техники и вычислительных машин ряда PC потребовало совершенствования систем контроля агрегатов и разработки нового поколения аппаратуры на базе микропроцессорного управления с возможностями обработки алгоритмов в реальном масштабе времени, подключения в сложные системы автоматического управления агрегатом, сохранением результатов измерений и последующей их диагностикой. Значительное увеличение объема информации требует создания единых измерительных систем, соответствующих нормированным требованиям, позволяющих организовывать мощные комплексы управления агрегатом и диагностики его состояния.

В оценке механического состояния гидроагрегата основную роль играет контроль вибрационных параметров. Контроль вибрационного состояния гидроагрегатов является актуальной технической задачей и регламентируется рядом нормативных документов.

Надежность работы гидроагрегатов определяется многими факторами. Однако вибрационные характеристики относятся к числу критических. Исследование вибраций гидроагрегатов, анализ причин аварий и повреждений, вызванных ими, позволяют систематизировать возмущающие силы, вызывающие вибрации.

По величине вибрации можно определить состояние агрегата после ввода его в эксплуатацию, также возможные дефекты и ненормальную работу. Гидроагрегат проверяется на вибрацию только в конечном, собранном виде, и только потом определяются все его динамические свойства.

Из-за появления вибрации агрегата, как следствие могут возникнуть вибрации различного оборудования. Например, это может быть оборудование, которое находится в здании ГЭС, щиты управления и т.д. Также из-за повышенного уровня вибрации агрегата могут случаться ложные срабатывания защит.

Вибрационное состояние агрегата определяется измерением абсолютной вибрации опорных конструкций (биением вала). Говоря о проведении вибрационных измерений для систем автоматизированного контроля и защиты гидроагрегатов в районе турбины необходимо иметь ввиду, что для этой части агрегата возможно сочетание стационарных, нестационарных, случайных и ударных вибрационных процессов с широким спектром и высокими уровнями вибрации.

При установившихся режимах работы вибрации в основном носят периодический характер, а при переходных режимах непериодический. Для каждого из этих режимов возмущающие силы делятся на несколько групп, это электрические, механические и гидравлические.

Механические силы могут возникать при небалансе массы ротора, а небаланс в свою очередь может появиться при ошибке инженерных расчетов, технологических и монтажных дефектах.

На сегодняшний день предполагается, что основным источником неполадок и аварий является вращающийся ротор. Для высоконапорных гидроагрегатов самую большую

опасность представляет гидравлический тракт. При больших динамических нагрузках, основной вклад в вибрационный сигнал вносят гидроудары и пульсации потока.

Заблаговременное выявление ухудшения эксплуатационного состояния, определение повреждений на начальной стадии их развития и предотвращение аварийной ситуации требует обеспечения систематического контроля уровня вибрации основных конструктивных узлов гидроагрегатов. Наиболее актуальными являются исследования, которые направлены на усовершенствование методов и средств контроля вибрации, для повышения надежности.

Информация, получаемая в процессе вибрационного контроля состояния машин, может быть использована в целях:

- защиты оборудования;
- повышения безопасности обслуживающего персонала;
- повышения качества технического обслуживания машин;
- обнаружения дефектов на ранней стадии их зарождения;
- предотвращения опасных поломок машин;
- продления срока эксплуатации машин;
- улучшения качества работы машин.

Современная энергетика нуждается в полномасштабной стационарной системе вибрационного контроля, аппаратура должна базироваться на датчиках, надежно работающих при случайных вибрациях и ударных импульсах. Защита должна настраиваться не только на стационарные режимы, но и переходные, учитывать многообразие параметров определяющих сравнимость режимов и вибраций.

Основными задачами эксплуатационного контроля вибрационного состояния гидроагрегатов являются:

- **Повышение надежности работы гидроагрегатов**
  Своевременное выявление дефекта позволяет предупредить возникновение больших последующих потерь и повысить защиту персонала и окружающей среды.
- **Повышение готовности оборудования к эксплуатации**
  В результате непрерывного контроля машины можно ограничить количество ревизий, инспекций, внеплановых отключений машины.
- **Ограничение времени ревизий и затрат, связанных с ремонтом**
  С помощью непрерывного контроля с автоматической диагностикой можно уже в течение эксплуатации определить причины отказов и неисправностей машин и своевременно запланировать меры по текущему ремонту (замену поврежденных деталей, выравнивание муфт и балансировку).
- **Увеличение срока службы**
  Оптимизация пуска, отключения, переходных процессов и предупреждение образования некорректных эксплуатационных состояний.

  Методы эксплуатационного контроля вибрации гидроагрегатов:

  - периодический контроль;
  - непрерывный контроль с использованием стационарных систем.

Периодический контроль может осуществляться как стационарными системами, так и переносными системами. В стационарных системах это может быть реализовано в автоматическом режиме. Периодический контроль предполагает измерения с определенной периодичностью. Регламентирующим документом является СТО.

В системах непрерывного контроля датчики вибрации установлены стационарно, а результаты измерений записывают и сохраняют в непрерывном режиме в процессе работы машины. Одним из очевидных преимуществ такой системы является возможность оценки состояния машины в реальном масштабе времени.

Надежная и эффективная стационарная система виброконтроля (ССВК) должна в режиме реального времени выявлять и учитывать:

-многообразие природы гидравлических и кавитационных нагрузок в гидротурбинах;

- широкий спектр динамических нагрузок (от частот меньше 1,0 Гц, до сотен Гц);

-высокочастотные гидродинамические нагрузки в спектре виброперемещений в опорных узлах;

-обнаруживать в спектре вибраций опорных узлов колебания лопастной частоты;

-выполнять анализ высокочастотных колебаний опорных узлов.

ВЫВОДЫ:

1. Необходимы системы виброконтроля, которые следили бы за изменением нагрузок, осуществляли автоматизированный анализ амплитудно-частотного спектра опорных узлов, учитывали все изменения режимов работы гидроагрегатов.
2. Если создать такую ССВК, то можно на ранней стадии выявить неполадки и предотвратить аварии и повреждения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Олег Скворцов, Евгений Трунин. Автоматизация вибрационной защиты гидроагрегатов.
2. Клюкач А.А. К вопросу об оценке вибрационного состояния гидроагрегатов ГЭС. «Гидротехническое строительство» 2011 №5.
3. РД 34.31.303-96 Методические указания по эксплуатационному контролю вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегатов.
4. Иванченко И.П., Прокопенко А.Н. Анализ систем мониторинга и диагностики технического состояния гидротурбин.
5. СТО 17330282.27.140.001-2006. «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»
6. ГОСТ ИСО 10816-1-97. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Ч.1. Общие требования. Введен с 1июля 1999 г.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ И АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙНОСТИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ

В.Г. Гольдштейн, А.В. Машков, Е.В. Ревякина, К.С. Фатеева
ФГБОУ ВПО Самарский государственный технический университет

Повышение надежности работы электрооборудования (ЭО) электрических сетей решается в настоящее время в России по двум основным направлениям. Это – сохранение необходимой работоспособности при естественном ухудшении его технического состояния вследствие физического и морального износа, которое обеспечивается жестким контролем в соответствие с действующими правилами эксплуатации технического состояния (ТС) ЭО. Альтернатива этому направлению - строительство новых электроэнергетических объектов. Можно констатировать очевидную диспропорцию между реальными инвестициями в развитие электросетевого хозяйства и нарастающей общей выработкой технических ресурсов установленного оборудования, а также неадекватность условий при совместной эксплуатации в электрических сетях нового и уже используемого ЭО, существенно отличающихся по своим характеристикам. При этом увеличивается аварийность, снижается надежность из-за значительного роста повреждаемости ЭО [1].

В законах РФ № 35–ФЗ "Об электроэнергетике" и № 399–ФЗ "Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности …" подчеркиваются требования уточнения оценок надежности и анализа аварийности ЭО электрических сетей и их элементов. Для этого необходимо: – совершенствовать анализ их ТС; – оптимизировать обслуживание и ремонт ЭО

электрических сетей; – репрезентативно прогнозировать уровень аварийности ЭО; – обеспечить (на основе анализа технологических нарушений) информацией и данными комплексную реализацию технической политики электросетевых организаций в эксплуатации ЭО и комплектования аварийного резерва и др. [1].

Оценка надежности работы энергосистемы основана на анализе вида и состава отказов (нарушений). Поэтому комплексные обследования и своевременная диагностика ТС предотвращают аварийный выход ЭО из работы вследствие ухудшения его характеристик.

Можно констатировать, что многофакторный анализ причин повреждений ЭО с целью оценки надежности элементов сети является трудно формализуемой задачей. Здесь факторы, определяющие явления, столь многообразны, многочисленны и взаимосвязаны, что в редких случаях удается создать модель, удовлетворяющую таким условиям. Поэтому в последнее время для решения подобных задач получил распространение информационный подход к моделированию, основанный на использовании технологии интеллектуального анализа данных Data Mining [2, 3].

К целям методов Data Mining относят самостоятельное выстраивание гипотез, обнаружение ранее неизвестных нетривиальных и практически полезных закономерностей и др. Их основой являются классификация, моделирование, прогнозирование с помощью эффективного применения деревьев решений, искусственных нейронных сетей, генетических алгоритмов, эволюционного программирования, ассоциативной памяти, нечёткой логики, а также совокупность традиционных статистических подходов анализа данных.

При построении информационной модели для исследования причин аварийности электроустановок для решения задач кластерного анализа и машинного обучения использовались алгоритмы на основе ассоциативных правил, которые позволяют находить закономерности между некоторыми событиями, и построения дерева решений, имеющим в DataMining классификационное обозначение C4.5 [2]. Это усовершенствованный механизм интеллектуального виртуального анализа данных для решения задач по классификации объектов согласно сформированному набору условий. В нем добавлены возможности работы с пропущенными данными, улучшен критерий разбиения дерева, предложен механизм извлечения и упрощения правил и структуры дерева решений без потери качества распознавания [2,3].

На этой основе проведен анализ аварийности ЭО электрических сетей Самарского региона. При этом по базе, подготовленной А.А. Складчиковым [1], была определена выборка из 14010 документов об авариях и отказах электроустановок, наиболее часто встречающихся в их эксплуатации. В ней по каждому устройству приведены: – класс напряжения; – вид оборудования; – характер повреждения; – причина повреждения; – сопутствующие обстоятельства; – дата события; – дата/ время восстановления; – год ввода в эксплуатацию.

Анализ был выполнен, в частности, для изоляторов и опор ВЛЭП и масляных выключателей.

С помощью аппарата Data Mining [2, 3] определены виды и параметры зависимостей затрат времени (в часах) на восстановление оборудования и причинами и характером повреждений, то есть показателями, напрямую определяющими затраты времени на ремонт и ввод в эксплуатацию из ремонта. На основе этих данных построены трехмерные диаграммы, в которых координатами являются: причина повреждения, характер повреждения, дни на восстановления. Результаты, полученные для масляных выключателей при стилизованном отображении данных с помощью средств визуализации аналитической платформы, приведены в табл. 1.

По данным табл. 1 видно, что ремонт, как правило, занимает до 4 часов в зависимости от двух показателей (характер и причина повреждения).

Таблица 1. Результаты анализа связи «причины - характер повреждений» для восстановления масляных выключателей.

№ п/п	Характер и вид повреждения	Время восстановления, в часах					Количество инцидентов
		0÷4	5÷11	12÷20	21÷24	25÷29	
1.	Эрозийный износ	0					
2.	Утечка масла	7		3			
3.	Трещина, свищ, скол	26					
4.	Расслоение, расщепление	10	3				
5.	Прочие электрические повреждения	35					
6.	Прочие механические повреждения	42					
7.	Пробой изоляции с замыканием на землю	42					
8.	Пробой изоляции	2					
9.	Перекрытие изоляции с междуфазным коротким замыканием	43					
10.	Пробой изоляции с витковым замыканием	28			3		
11.	Ошибка персонала	3					
12.	Отказ без повреждения ЭО	64	5			2	
13.	Нарушение контакта, разрыв электрической цепи	12					
14.	Излом, разрыв, обрыв	92		3			
15.	Деформация, изгиб, искривление	12					
16.	Выбоина, вмятина	3					
17.	Взрыв	18					
18.	Выгорание	30					
19.	Срыв с крепления	7	3				
20.	Прочие проявления отказа	54					
21.	Не установлена	4					

При этом характерными причинами являются: местный дефект, атмосферные воздействия, естественный износ и старение, старение изоляции, недостатки изготовления. Есть и несколько максимумов при таких причинах повреждений, как дефекты ремонта, нарушение сроков и объемов ремонта, недостатки в эксплуатации, при таких отказах время увеличивается до 24÷29 часов. Можно констатировать, что в данных случаях превалирует человеческих фактор, в сравнении, с изоляторами, для которых основными причинами отказов оборудования, обуславливающими длительный ремонт, по данным анализа соответствующей диаграммы можно признать атмосферные перенапряжения, износ оборудования и материалов. При таких причинах повреждения сроки ремонта составляют 20÷31 часов. Частыми причинами повреждений являются различные посторонние воздействия (перекрытие или падение дерева, животными и птицами и так далее), при которых ввод в эксплуатацию не требуют длительного ремонта (до 72÷96 часов).

Применение ассоциативных правил позволило объединить причины повреждений в определенные группы, то есть выявить зависимости между причинами и определить, какое явление наиболее вероятно повлечет за собой другое, также вызывающее отказ оборудования.

Характеристиками ассоциативных правил являются поддержка и достоверность. Правило "Из X следует Y" имеет поддержку s, если s% записей о причинах аварий из всего набора содержат группы причин X и Y. Достоверность правила показывает, какова вероятность того, что из X следует Y. Правило "Из X следует Y" справедливо с достоверностью *c*, если c% записей из всего множества, содержащих набор причин X, также содержат набор причин Y.Мерузначимостиассоциативногоправилапоказываетлифт, чемвеличиналифтавыше, тем более значимоданноеправило по сравнению с его аналогами.

В таблице 2 показаны набор некоторых правил, которые отражают зависимость между причинами аварий масляных выключателей.

Таблица 2. Выборка из набора правил, определяющего зависимость причин повреждений масляных выключателей

Условие	Следствие	Поддержка		Достоверность	Лифт
Нарушение сроков и объемов работ	Недостатки эксплуатации	7	15,22	53,85	1,548
Недопустимые режимы в сети	Изменения материалов	8	17,39	66,67	1,533
Недостатки экусплуатации	Изменения материалов	9	19,57	56,25	1,294
Изменения материалов	Старение изоляции	13	28,26	65,00	1,574
Усталость металла, истирание	Прочие изменения материалов	8	17,39	50,00	1,150
Недопустимые режимы в сети	Старение изоляции	8	17,39	50,00	1,614
Недостатки эксплуатации	Старение изоляции	8	17,39	50,00	1,215

Для масляных выключателей основными причинами могут быть такие как, изменения материалов в процессе эксплуатации, недостатки эксплуатации, недопустимые режимы в сети. Они связаны с неправильной эксплуатацией ЭО, старением изоляции и иными изменениями материалов.

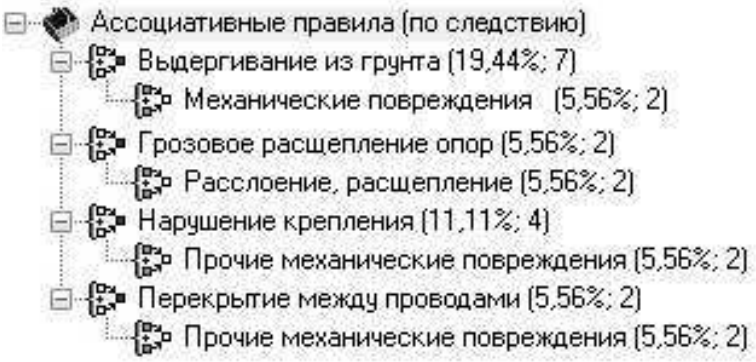


Рис. 1. Дерево правил, определяющее зависимость причин повреждений опор.

На рис. 1 изображено дерево правил, визуализирующее зависимость между причинами отказов оборудования, построенное по следствию, то есть вверху списка отображается следствие правила, а сам список состоит из его условий. Таким образом, правила отвечают на вопрос, что нужно, чтобы произошло заданное следствие.

При построении деревьев решений, исходя из таких показателей, как сопутствующие обстоятельства, дата события, год ввода в эксплуатацию, характер повреждения для каждого

вида ЭО были составлены правила, позволяющие отнести устройство к тому или иному классу по наиболее характерному виду повреждения.

Исходя из значений поддержки и достоверности правил, можно определить наиболее вероятные и достоверные причины повреждений устройств.Для таких элементов ВЛЭП, как изоляторы, дерево (рис. 2) построено по нескольким основным условиям: дата события и количество дней на восстановление.

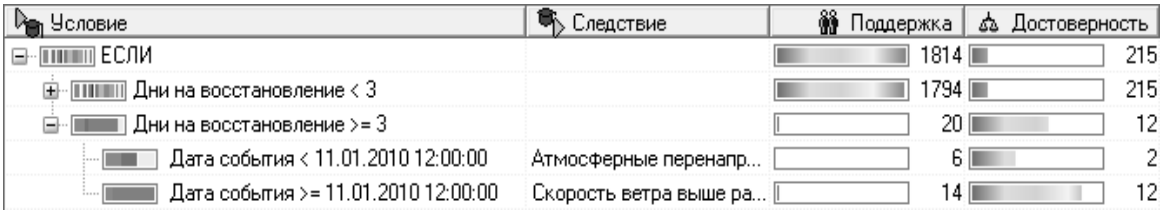


Рис. 2. Дерево решений для изоляторов

На основе исходной выборки данных, составляются условия, позволяющие определять, к какой группе причин повреждений относится конкретный случай отказа оборудования.

На рис. 3 пример отображения результатов построения дерева решений на аналитической платформе.

В заключении приведем выводы по анализу аварийности электроустановок и их элементов в электрических сетях с помощью технологии глубокого анализа данных Data Mining.

Условие			Следствие	Поддержка		Достоверность	
Показатель	Знак	Значение	Причина повреждения	Кол-во	%	Кол-во	%
Дни на восстановление	<	3	Механические повреждения	8	0,44	4	50,00
Сопутствующие обстоятельства	=	Посторонние воздействия					
Дни на восстановление	<	3	Прочие недостатки эксплуатации	2	0,11	2	100,00
Сопутствующие обстоятельства	=	Атмосферные воздействия					
Дата события	<	29.08.2010 12:00:00					
Дата события	<	25.08.2010 12:00:00					
Характер повреждения	=	Разрушение, потеря несущей способности					
Год ввода в эксплуатацию	=	1958					
Дни на восстановление	<	3	Атмосферные перенапряжения (гроза, ветер)	6	0,33	6	100,00
Сопутствующие обстоятельства	=	Атмосферные воздействия					
Дата события	<	29.08.2010 12:00:00					
Дата события	<	25.08.2010 12:00:00					
Характер повреждения	=	Разрушение, потеря несущей способности					
Год ввода в эксплуатацию	=	1969					
Дата события	<	12.09.2008 12:00:00					

Рис. 3. Пример отображения классификации оборудования по причинам повреждения средствами визуализации аналитической платформы.

1. Выявлены зависимости между такими показателями как время на восстановление, причины повреждения, характер повреждения.
2. Установлены средние значение времени на ремонт в зависимости от сложности электрооборудования и причин повреждения.
3. Рассмотрены основные причины повреждений элементов электроустановок, ведущие к отказам оборудования и установлены зависимости между группами причин, а именно какая причина отказа наиболее вероятно повлечет за собой иное определенное воздействие.
4. Определены классы оборудования по наиболее характерным причинам повреждения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Складчиков А.А. Оценка надежности и управление рисками технологических нарушений на воздушных линиях электропередачи: Дис. канд. техн. наук: / Самар. гос. техн. ун–т. Самара. 2012. –141с.

2. А. А. Барсегян, М. С. Куприянов, В. В. Степаненко, И. И. Холод. Технологии анализа данных. DataMining, VisualMining, TextMining, OLAP. СПб. : БХВ-Петербург, 2007. – 384 с.

3. Якимов В.Н., Дьяконов Г.Н., Машков А.В. Формирование онтологии предметной области на основе анализа NFL–континуума.// Информационные технологии. 2006. № 3. 36–39 с.

Научные руководители: Гольдштейн В. Г., д.т.н, проф. кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы», Машков Андрей Валерьевич, ассистент кафедры «Информационные технологии». Самарский государственный технический университет.

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ МЕТОДАМИ ТЕОРИИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

Е.С. Кочнева, А.В. Паздерин
Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Уральский Энергетический институт, кафедра Автоматизированных Электрических Систем

Источником данных, на основании которых производятся финансовые взаиморасчеты, являются счетчики электроэнергии, установленные на границах балансовой принадлежности между участниками энергообмена. Счетчики электроэнергии входят в измерительную часть автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Искажение данных может происходить как на информационном, так и на измерительном уровне системы учета. Ошибки, происходящие на информационном уровне отслеживаются программными методами. В случае возникновения сбоя, либо появления погрешности в любой части измерительного комплекса, происходит искажение измерения, отследить которое технически сложно. Современная тенденция развития систем АСКУЭ направлена на усовершенствование их технической составляющей, а также увеличения количества измерительных комплексов электроэнергии (ИКЭЭ), входящих в состав системы, однако математическое моделирование процессов, связанных с измерениями электрической энергии остается на низком уровне.

Оценка достоверности позволяет выявить измерения, ошибки которых выходят за предельно допустимые значения погрешностей ИКЭЭ, вычисляемые согласно [1].

Если измерение недостоверно, его фактическая погрешность превышает предельно допустимую величину. Задача математических методов достоверизации измерений заключается в выявлении измерений, фактическая погрешность которых превышает предельно допустимую, такие измерения признаются недостоверными и значения потоков ЭЭ, соответствующие данным измерениям, могут корректироваться. Кроме того, желательно чтобы методы достоверизации определяли случайную и систематическую составляющие погрешности. При достаточно больших объемах статистических данных по измерениям ЭЭ и при высокой степени избыточности у системы измерения ЭЭ за счет математической обработки возможна оценка вероятностных характеристик составляющих погрешности ИКЭЭ.

Наиболее легитимный метод контроля достоверности измерительной информации – это метрологический контроль и надзор, проводимый в соответствии с утвержденными методиками. Проведение метрологических процедур требуют снятия напряжения с поверяемого элемента, что приводит к сложностям, особенно в сетях сверхвысоких напряжений. Существенным недостатком является высокая стоимость проведения

процедуры метрологической поверки, поскольку требует присутствия специалистов на местах, а также специального оборудования. Процедура включает в себя экспертизу технической документации на систему учета, нормирование метрологических характеристик измерительных каналов, испытания измерительной системы для утверждения типа, поверка и калибровка измерительной системы.

Наиболее простым, но и самым финансово затратным способом контроля достоверности является дублирование ИКЭЭ. С двух сторон границы балансовой принадлежности устанавливаются два ИКЭЭ. Показания этих комплексов сопоставляются, и в случае, если допустимый небаланс не превышен, учет признается достоверным.

Еще одним подходом к повышению достоверности данных АСКУЭ являются так называемые «инженерные методы». В алгоритме системы прописывается ряд критериев, которым должны соответствовать получаемые данные. Недостатком подхода является направленность на выявления сбоев в системе передачи данных, и невозможность определения ошибок в измерительной части.

Наиболее распространенным подходом к оценке достоверности измерений в России является балансовый метод, в основе которого лежит сравнение величин фактического и допустимого небалансов электроэнергии. Процедура и формулы для расчета приведены в [1]. Учет признается достоверным, в случае, когда величина фактического небаланса не превышает допустимую. Фактический небаланс рассчитывается по измерениям ЭЭ, допустимый - исходя из предельно допустимых погрешностей ИКЭЭ, участвующих в формировании балансовых выражений, также выражается в процентах. Важно также отметить, что для применения балансового метода необходимо иметь полный охват присоединений измерениями, в случае, когда отсутствует учет хотя бы на одном из присоединений, составить балансовые выражения не представляется возможным.

В данной работе исследуется группа методов достоверизации измерений ЭЭ, в основе которых лежит теория ОС [2]. В рамках теории ОС процедура, позволяющая выявить наличие в выборке плохих данных, определена как «детекция плохих данных». На втором этапе необходимо выявить измерения, содержащие грубые ошибки, т.н. «идентификация плохих данных». Последним шагом должно стать «подавление» плохих данных, то есть замена плохих измерений расчетными значениями. Методы достоверизации исследуются во многих работах [2-4].

Разработанные в рамках теории ОС методы можно разделить на три группы, критерием деления является место методов по отношению к решению задачи ОС [2].

Методы, применяемые до решения задачи ОС, принято называть априорными. В их основе лежат топологические свойства уравнений состояния. Обычно данные методы позволяют разделить измерения на четыре группы: «плохие», «хорошие», «подозрительные» и «непроверяемые». Методы второй группы применяются во время решения задачи ОС. Процедура основана на модификации целевой функции для минимизации влияния плохих данных. К третьей группе относятся методы апостериорного анализа, применяемые после решения задачи ОС. Анализируемым параметром является разница между измерением и соответствующим ему расчётным значением.

Цель решения задачи ОС – получить на основе набора исходных данных (схемы сети и значений её параметров) все остальные параметры установившегося режима. Установившийся режим ЭЭС определяется значениями активных и реактивных мощностей станций и нагрузок потребителей в узлах, напряжениями в узлах, перетоками активной и реактивной мощности по линиям электропередачи, токами в них. Эти быстроизменяющиеся параметры поступают от систем телеметрии. В исследованиях, проводимых на кафедре «Автоматизированные Электрические Системы» Уральского Энергетического института, сформулирована задача ЭР. Уравнениями состояния для задачи ЭР являются уравнения балансов энергии в узлах и ветвях сети, а также уравнения для расчета потерь электроэнергии во всех элементах схемы сети. Исходными данными для задачи ЭР являются измерения потоков активной и реактивной энергий, относящиеся к исследуемому интервалу

времени. Решая задачу ЭР возможно получить расчетные оценки потоков электроэнергии по всем элементам схемы, технические потери электроэнергии, а также оценить достоверность каждого полученного измерения.

Современные системы АИИС КУЭ присваивают измерениям потоков ЭЭ метку времени, что позволяет четко синхронизировать между собой все измерения. Использование традиционных уравнений установившегося режима для моделирования распределения потоков ЭЭ в сети приводит к появлению значительных погрешностей.

В качестве исходных данных используются измерения активной и реактивной ЭЭ, полученные от систем учета. Результатом решения задачи ЭР являются расчетные значения потоков ЭЭ, а также технических потерь по всем элементам электрической сети. Для расчетных значений, в отличие от измерений, балансовые уравнения выполняются точно. В качестве уравнений состояния задачи ЭР используются уравнения балансов ЭЭ в узлах и ветвях сети. Расчет потоков ЭЭ, на первом этапе, происходит без использования законов Ома и второго закона Кирхгофа, что позволяет учесть схемно-режимное многообразие сети. Необходимо отметить, что уравнения состояния задачи ЭР значительно отличаются от классических уравнений решения задачи ОС.

Исследования показали, что методы достоверизации измерительной информации, разработанные в рамках теории ОС могут успешно применяться для верификации измерений ЭЭ с использованием задачи ЭР.

Одним из методов достоверизации является метод, в основу которого положена малая связность уравнений состояния ЭР. Этот метод входит в число априорных. Согласно терминологии теории ОС, уравнения, в состав которых входят только измеренные переменные, называется контрольным (КУ). Небаланс (невязка) КУ будет равен нулю в случае, если все измерения, входящие в его состав не содержат ошибок. Наличие грубых ошибок приводит к появлению значительных невязок.

В случае, если нет полного охвата присоединений, система КУ может быть получена из системы уравнений состояния ЭР путем исключения всех неизмеренных переменных любыми математическими методами. Формализованная процедура получения системы КУ позволяет одновременно произвести анализ наблюдаемости ЭР.

Также необходимо упомянуть, что число КУ равно числу избыточных измерений. В случае применения балансового метода оценки достоверности возможна ситуация, когда условие фактический небаланс меньше допустимого соблюдается, а в измерениях присутствуют грубые ошибки. Система КУ позволяет сформировать систему проверочных выражений для каждого из измерений, то есть каждое измерение может быть рассчитано через линейную комбинацию других измерений. По разнице в результатах расчета можно судить о достоверности измерения, для которого были сформированы проверочные выражения.

Система проверочных выражений будет иметь «ступенчатый вид», то есть на первом этапе узловое измерение может быть выражено как сумма измерений по всем ветвям, присоединенных к узлу с соответствующим знаком, вторая «ступень» будет сформирована некоторым числом проверочных выражения, где каждое из линейных измерений выражено через соответствующее измерение другого конца линии и потерь и т.д. Относительная точность расчетов на каждой «ступени» будет примерно одинакова.

Апостериорные методы обнаружения плохих данных такжемогут быть применены в рамках задачи ЭР. В основе данной группы методов лежит обработка т.н. «остатков оценивания», то есть величины отклонения расчетной оценки потока ЭЭ от его измеренного значения. Методы апостериорного анализа, также как и априорного, используют систему КУ. Исходя из величины и соотношения взвешенных или нормализованных остатков судят о достоверности имеющихся измерений. Данные, остатки оценивания которых являются наибольшими, признаются ошибочными и отбраковываются. За один цикл расчетов рекомендуется исключать только одно измерение, остаток оценивания которого имеет наибольшую величину.

Методы, основанные на апостериорном анализе требуют больших временных затрат и являются более трудоемким по сравнению с априорным анализом измерений. Это связано с необходимостью вычисления матриц, размерность которых зависит от количества измерений.

Априорные и апостериорные методы обнаружения грубых ошибок показывают хорошие результаты в случае, когда порядок измерений примерно одинаков. Случай, когда в наборе оказывается «малое» измерение с грубой ошибкой, выявить ее невозможно.

Метод КУ позволяет производить идентификацию систематических погрешностей ИКЭЭ. Метрологические поверки довольно затруднительны, особенно в сетях высоких классов напряжения. Аналитические методы выявления ИКЭЭ, систематическая погрешность которых превышает допустимые пределы, вызывают большой интерес.

Наличие систематической погрешности возможно определить при наличии достаточной статистической выборки измерений. Измерение ЭЭ состоит из истинного, но неизвестного значения измеряемого параметра, систематической и случайной ошибки. Математическое ожидание случайной ошибки равно нулю, то есть при суммировании достаточно большого количества точек выборки, суммарная случайная погрешность будет стремиться к нулю.

В качестве исходных данных используются измеренные значения потоков ЭЭ, на основании которых вычисляются расчетные значения этих потоков. Для измеренных потоков соотношения балансов в узлах и ветвях сети, а также для фрагментов сети могут не выполняться, расчетные величины потоков соответствуют балансовым выражениям в точности.

Вычисление расчетного значения измерения с помощью системы проверочных выражений позволяет вычислить ошибки измерений на каждом из рассматриваемых временных интервалов.

Чем выше точность ИКЭЭ, тем меньше должна быть разница между измеренным и расчетным значением потока. Таким образом, о фактической погрешности ИКЭЭ можно судить по величине относительного значения расчетной погрешности.

Наличие большого количества интервалов для расчета позволяет накопить статистическую информацию о расчетных погрешностях каждого ИКЭЭ. Дальнейшая обработка этих статистических рядов позволяет выявлять наличие и определять величину систематических погрешностей.

Значение математического ожидания ряда расчетных погрешностей соответствует величине, постоянной во времени составляющей погрешности ИКЭЭ. Таким образом, проведение подобных расчетов позволяет выявить ИКЭЭ, требующие внеочередной метрологической поверки.

Результаты расчетов удобно представлять в виде графиков динамического распределения погрешностей, а также гистограмм отклонения погрешностей от их математического ожидания для любого из ИКЭЭ. Вид диаграмм позволит судить о наличии погрешности, постоянной во времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. М.: ОРГРЭС, 1995.
2. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука. 2000. 152 с.
3. Паздерин А.В. Решение задачи энергораспределения в электрической сети на основе методов оценивания состояния. Электричество. 2004. № 12. С.2-7.
4. Колосок И.Н., Евдокимов Е.Ю. Повышение достоверности измерительной информации в системе учета электроэнергии крупного промышленного предприятия на основе статистических методов обработки данных. Промышленная энергетика. 2009. №12. С. 27-34.

ВПУСК ВОЗДУХА ПОД РАБОЧЕЕ КОЛЕСО ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ КАК МЕТОД БОРЬБЫ С КАВИТАЦИЕЙ И ПОВЫШЕНИЕ КПД ТУРБИНЫ

К.А. Щенин
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета

Цель работы: исследование физических причин возникновения низкочастотных пульсаций в гидроагрегатах гидравлических станций, автоколебаний, возникновение вихревого кавитационного жгута и метод борьбы с ними, такой как впуск воздуха в гидравлический тракт.

Многочисленные эксперименты показывают что, у агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС существуют автоколебательные явления, вызывающие пульсации потока в гидравлическом тракте и повышенную вибрацию. На сегодняшний день нет общепризнанной теории, которая бы объясняла такое поведение гидроагрегатов. Согласно исследованиям, проведёнными специалистами ОАО «ВТИ» [1, 2 с. 8], эти явления обусловлены гидроупругими автоколебаниями, возникающими благодаря особенностям протекания воды в реактивной гидротурбине и колебаниям напорного водовода. Проблема эта аналогична проблеме флаттера в авиации, и может быть решена путём устранения условий самовозбуждения таких колебаний.

Как известно, условия возникновения автоколебаний в гидравлическом тракте следующие [3,4 с. 50]:

1. На стационарной характеристике турбины должен существовать падающий участок, где производная полного давления по расходу отрицательна.

2. Частота прецессии вихря в напорном водоводе или частота других достаточно мощных источников колебаний давления и собственные частоты колебаний воды в водоводе должны быть близки между собой.

При включении ГА (гидроагрегата) № 3 СШГЭС в сеть, гидравлическая мощность на РК (рабочем колесе) незначительная, и колебательная связь РК – гидравлический тракт слабая, характер переходного процесса обусловлен в основном моментом инерции ротора и электромагнитными силами в генераторе. Собственная частота этих затухающих колебаний близка к частоте синхронных качаний свободного гидрогенератора в энергосистеме, и примерно равна 1,5 Гц.Значительно более сложные процессы происходят при сбросе нагрузки и выключении агрегата. При сбросе мощности примерно до 480 МВт в гидравлическом тракте начинают развиваться гармонические колебания с частотой около 0,5 Гц. Затем, при снижении мощности до 100 МВт, частота гармонических колебаний увеличивается примерно в 3 раза. Такое поведение гидроагрегата сложно объяснить. Наличие гармонических колебаний свидетельствует, как правило, о существовании резонанса. Снижение нагрузки осуществляется плавным уменьшением расхода через турбину и уменьшением вращательного момента на валу. Вследствие чего, происходит генерация мощных низкочастотных колебаний, а затем, примерно через 4 секунды их частота повышается в три раза. При таком режиме радиально – осевая турбина Френсиса Саянской ГЭС находится во II зоне работы, зона нежелательной работы. В данной зоне вихревой кавитационный жгут набирает свою полную силу. В таком режиме, в системе НА – водовод – энергосистема возникают автоколебания на частоте примерно 0,5 Гц. Размах пульсаций напора примерно 6 метров, размах пульсации активной мощности около 15 МВт. Пульсации расхода носят случайный характер. Так же выяснено, что при размахе колебаний лопаток направляющего аппарата примерно на 0,04 градуса, размах колебаний мощности достигает порядка 16 МВт [2, с. 9-15] .

После того, как автоколебания запущены, внешнее возбуждение перестаёт влиять на этот процесс, и уход частоты автоколебаний от частоты возбуждения не играет никакой роли в его дальнейшем развитии [5, с. 125].Теперь подробнее о кавитационном жгуте и кавитации. Захлопывание кавитационных каверн, а также их пульсация, создают кавитационную

эрозию, шум и вибрацию деталей установок. В зависимости от величины кавитационной каверны и окружающих условий процесс сжатия может привести как к эрозии, так и к пульсации давлений в проточной части турбины. Крупные полости, замыкающиеся как в потоке, так и на поверхности деталей, вызывают преимущественно колебания давления, приводящих к вибрации деталей турбины, а также к колебаниям мощности турбины. Разрыв сплошности в центре потока под рабочим колесом связан с разрежением, возникающим вследствие больших скоростей вблизи оси вращения. При определённой высоте отсасывания это разрежение приводит к образованию в центре потока пустотелого вихревого жгута. При соприкосновении образовавшейся вихревой полости со стенками отсасывающей трубы наблюдаются мощные удары, опасные для прочности турбины и элементов отводящего тракта. Из практики эксплуатации известны случаи отрыва конусов рабочего колеса и облицовки отсасывающей трубы.

Пульсации потока и связанные с ним вибрации гидроагрегата в наибольшей степени проявляются для радиально – осевых гидротурбин в зоне с нагрузкой 40-60% от оптимальной мощности. При работе агрегата с оптимальной мощностью вибрации исчезают [6, с. 29-40].Существует несколько способов борьбы с пульсациями потока. Для ликвидации пульсаций давления под рабочим колесом, образовавшихся при возникновении центрального вихревого жгута, основным средством является впуск воздуха в зону повышенного разрежения. Впуск воздуха может осуществляться:

1) Через конус рабочего колеса, при этом могут быть использованы центральное отверстие и боковые отверстия в конусе;
2) Через крестовину из труб, установленную под рабочим колесом;
3) Через отверстия на стенке отсасывающей трубы.

Известно технологическое решение для впуска воздуха в проточную часть гидротурбин [7] . Изобретение относится к области энергетического машиностроения, в частности к конструкции устройства впуска воздуха в проточную часть гидротурбины, преимущественно под рабочее колесо. Устройство впуска воздуха обычно устанавливается на торце полого вала гидротурбины.

Подобное устройство для срыва вакуума установлено на многих турбинах и имеет следующие недостатки:

1) Впуск воздуха происходит самопроизвольно (без управления) только при образовании вакуума под РК;
2) Невозможно регулировать объём подаваемого воздуха;
3) Впуск воздуха осуществляется постфактум, когда кавитационный жгут уже образован.

Актуальностью данной работы является предложение впуска воздуха в проточный тракт принудительно, для предотвращения возникновения автоколебаний, колебаний генератора и образования кавитационного жгута. Предлагается осуществлять впуск воздуха стационарно компрессорным способом, регулируя расход воздуха при разных режимах работы турбины.Проведённые на ЛМЗ (Ленинградском металлическом заводе) исследования эффективности различных способов впуска воздуха показали, что впуск воздуха через центральное отверстие конуса рабочего колеса обеспечивает почти полное гашение пульсаций давления при наименьшем, чем в других вариантах, падении КПД.

В заключении, в доказательство достоверности всего выше сказанного, приведём в пример известные испытания по принудительному впуску воздуха на различных гидравлических станциях:

1. Загорская ГАЭС. Наибольший эффект от подачи воздуха проявлен для вертикальных вибраций турбинного подшипника (уровень вибрации упал на 67%) и для пульсаций давления под крышкой турбины в зоне разгрузочных отверстий (52%). Очень важно, что снизился уровень вертикальных вибраций крышки турбины и влияние пульсаций давления на оси лопаток направляющего аппарата. Пульсации давления в зоне направляющего аппарата снизились на 21%, а вибрации – на 47%. При открытии

направляющего аппарата на 30% и подаче воздуха в зоны рабочего колеса и НА, в частотном спектре пульсации давления в отсасывающей трубе, полностью пропадает оборотная составляющая пульсаций [8, с. 21-28].

2. Турбины Иовской ГЭС эксплуатируются с впуском воздуха в проточную часть, гидродинамические нагрузки уменьшены в 3 раза [9, с. 8] .

3. Майнская ГЭС. В пропеллерном режиме работы РК, под обтекателем крышки турбины пульсации уменьшились на 40%. Двойная амплитуда пульсаций давления под обтекателем крышки турбины уменьшилась с впуском воздуха на 35%, при этом резко уменьшились пульсации с частотами ниже 1 Гц. Вертикальные вибрации опоры подпятника с впуском воздуха уменьшились на 35%, в основном, за счёт снижения вибраций с частотами ниже 1 Гц.

Испытания с принудительной подачей воздуха через трубы спиральной камеры. Биения вала уменьшаются на 32%, радиальные вибрации ТП на 52%, вертикальные вибрации уменьшаются на 48%. При принудительной подаче воздуха через трубы спиральной камеры на режиме холостого хода со свёрнутыми лопастями уровень динамических процессов снижается в среднем на 40% [9].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Гутуров В.Ф. , Тарасов В.Н. : ОАО «ВТИ», Исследование гидромеханических процессов в гидротурбинных установках СШГЭС (на примере восстановленного агрегата №3), Москва – 2013 г. ;
2. Тарасов В.Н. : ОАО «ВТИ», Экспресс – Заключение по комплексным натурным испытаниям восстановленного гидроагрегата №3 СШГЭС, Москва – 2013 г.
3. Окулов В.Л. , Пылев И.М. – Неустойчивость напорных систем. Доклады Академии наук, Энергетика, 1995, том 341, N4;
4. Арм В.Х. , Окулов В.Л. , Пылев И.М. – Неустойчивость напорных систем гидроэнергоблоков. Известия Академии Наук, Энергетика, 1996 г.
5. Карлов Н.В. , Кириченко Н.А. – Колебания, волны, структуры. Москва, Физматлит, 2001 г.
6. Пылаев Н.И. , Эдель Ю.У. Кавитация в гидротурбинах. Л., «Машиностроение» (Ленингр. отд-ние), 1974.256 с.
7. Сотников А.А. , Ткачёв А.А. ОАО «Силовые машины – ЗТЛ, ЛМЗ, Электросила, Энергомашэкспорт», патент на устройство впуска воздуха в проточную часть гидротурбин, 2009 г.
8. Бабанов О.С. , Пылев И.М. , Сотников А.А. Межотраслевое государственное объединение «энергомаш» производственное объединение турбостроения « ЛМЗ» - Технический отчёт № 1340, исследование переходных режимов насос-турбины № 2 Загорской ГАЭС, Ленинград 1990 г.
9. Иванченко И.П. , Прокопенко А.Н. , ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова» - Отчёт, проведение измерения кавитационного шума на гидротурбине №8 СШГЭС, Санкт-Петербург 2008 г.

Научный руководитель: В.Б. Затеев, к.т.н, заведующий кафедрой ГТС СШФ СФУ, Руководитель Саяно-Шушенского учебного центра ОАО «РусГидро» - «КорУнГ».

ФОРМИРОВАНИЕ ОТЧЕТНЫХ ДОКУМЕНТОВ В ФИЛИАЛАХ «СО ЕЭС» СРЕДСТВАМИ ОПЕРАТИВНО-ИНФОРМАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА СК-2007

А.И. Константинов, А.С. Кузнецова
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Энергетический институт

Для автоматического формирования отчетных документов для технологических и информационных служб Филиалов «СО ЕЭС» можно использовать оперативно-информационный комплекс (ОИК) СК-2007. Процесс формирования отчетных данных заключается в автоматическом заполнении значений параметров определенных категорий оперативной информации, согласно правилам, описанным в нормативно-справочной информации (НСИ). Это заполнение может производиться как за текущее, так и за указанное время, не выходящее за границы глубины хранения для соответствующей категории оперативной информации (ОИ).

К отчетным категориям оперативной информации относятся:

- Получасовая ведомость (H) – шаг хранения данных – 1800 сек.
- Часовая ведомость (W) – шаг хранения данных – 3600 сек.
- Ежедневные данные (U) – шаг хранения данных 86400 сек.

Помимо перечисленных специализированных категорий ОИ, для хранения отчетной информации могут быть использованы и другие категории, такие как Универсальные хранилища информации (УХИ). Такая возможность обусловлена тем, что данные этих категорий хранятся с заданным шагом.

Принцип формирования отчетов

Отчетные документы СК-2007 формируются на основании информации из хранилища данных с помощью офисного приложения MicrosoftExcel 2007/2010, где взаимодействие с хранилищем данных осуществляется с помощью пользовательских функций, описанных в файле макросе.

Приложение «Формирование отчетов» (dr.exe) предоставляет собой пользовательскую программу для формирования отчетных документов оперативным персоналом.

Основные инструменты Приложения «Формирование отчетов»:

1. DrMacros.xls – содержит набор оптимизированных пользовательских функций, обеспечивающих получение данных из хранилища.
2. Файл главной рабочей книги – содержит перечень всех рабочих книг, оформленных по определенным правилам и относящихся к текущей главной книге. Имя файла по умолчанию – DR.XLS.

Файл главной рабочей книги представлен на рисунке 1 [1].

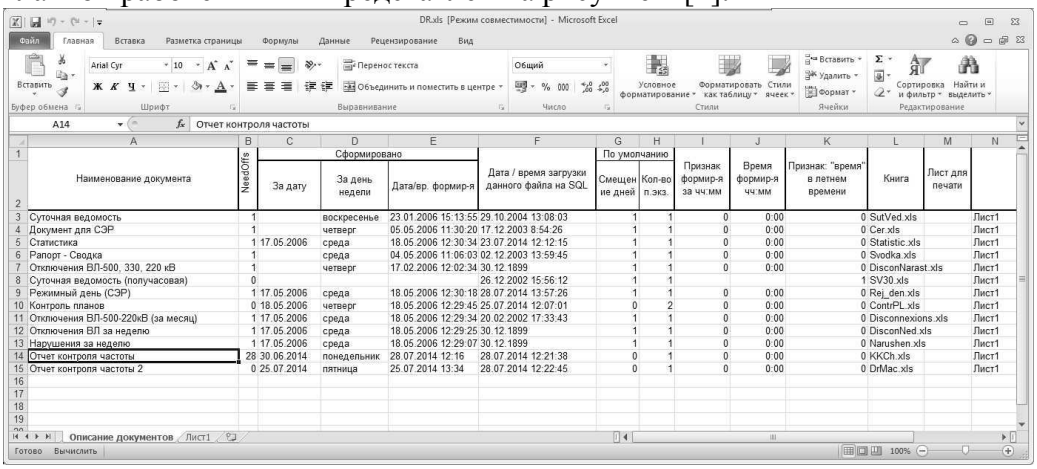


Рис.1. Файл главной рабочей книги

3. Рабочая книга – набор отчетных форм, созданных с помощью стандартных инструментов MicrosoftExcel. Для получения данных из хранилища используются пользовательские функции, предоставляемые DrMacros.xls. Фрагмент рабочей книги представлен на рисунке 2.

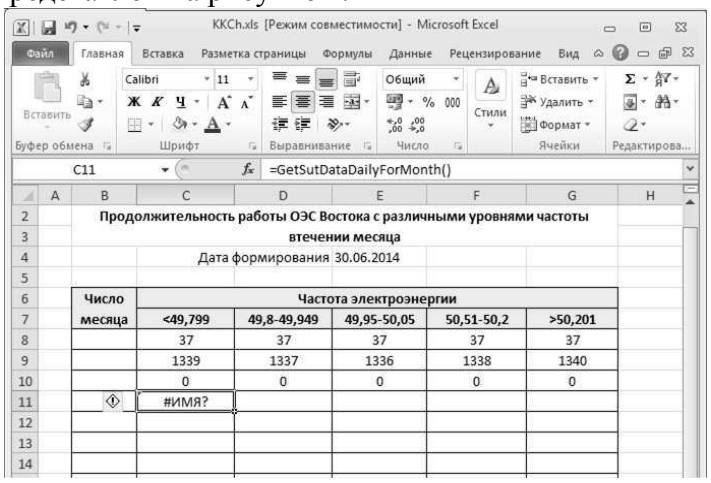


Рис. 2. Рабочая книга

Формат записи функции следующий: *=’DrMacros.xls’! <имя функции(параметры)>*. Например, для формирования отчета с различными уровнями частоты функция будет выглядеть следующим образом: =’DrMacros.xls’! GetSutDataDailyForMonth(1). В Приложении автоматически заполняется специально отведенный столбец (или строка) порядковым номером часа от 1 до 31(30), для чего после строк с названием формы необходимо добавить четыре строки: первая строка используется для описания категории ОИ – в данном случае универсального хранилища 1 день, значит ID категории ОИ равен 37; вторая строка – для ID параметра ОИ – в данном случае параметры 1339, 1337, 1336, 1338, 1340; третья строка – вид преобразования возвращаемого функцией значения – в нашем случае данный параметр равен 0 (без преобразования); четвертая строка предназначена непосредственно для записи функции.

После заполнения всех необходимых параметров данные строки необходимо скрыть.

4. Программа «Формирование отчетных документов» предназначена для формирования отчетов на основе пользовательских шаблонов, связанных с указанной главной рабочей книгой. Главное окно программы представлено на рисунке 3.

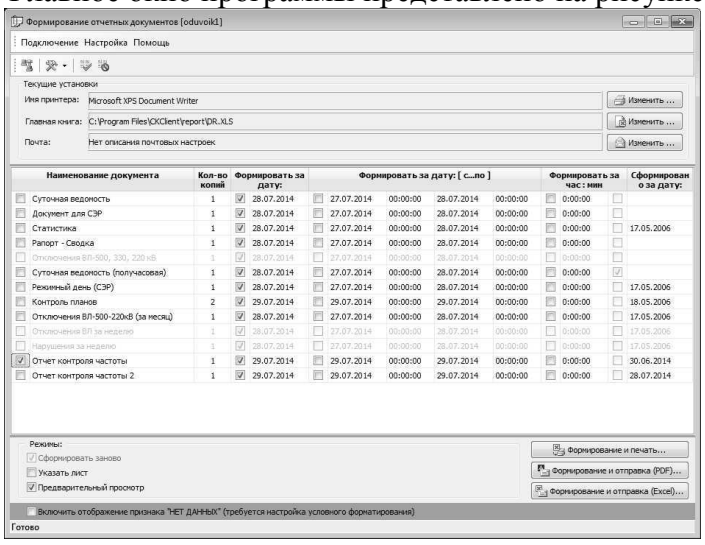
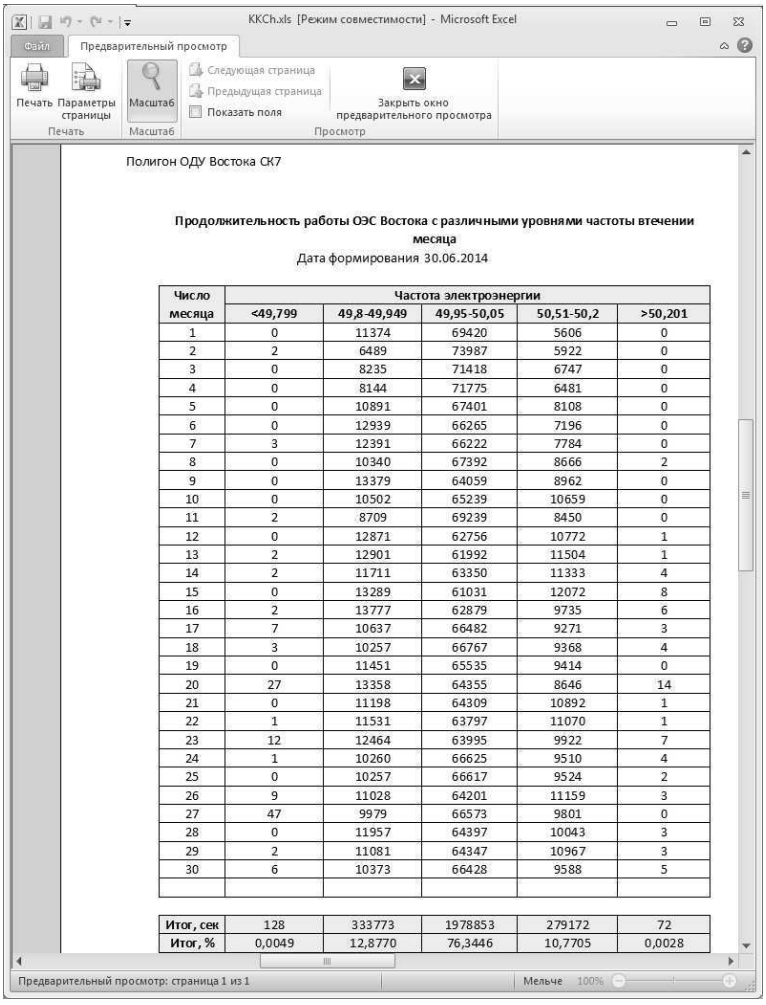


Рис. 3. Главное окно программы

После нажатия одной из кнопок, инициирующих процесс формирования отчета, например, отчет контроля частоты отображается индикатор процесса выполнения операции, после чего выводится непосредственно сам отчет, представленный на рисунке 4.



Число месяца	Частота электроэнергии				
	<49,799	49,8-49,949	49,95-50,05	50,51-50,2	>50,201
1	0	11374	69420	5606	0
2	2	6489	73987	5922	0
3	0	8235	71418	6747	0
4	0	8144	71775	6481	0
5	0	10891	67401	8108	0
6	0	12939	66265	7196	0
7	3	12391	66222	7784	0
8	0	10340	67392	8666	2
9	0	13379	64059	8962	0
10	0	10502	65239	10659	0
11	2	8709	69239	8450	0
12	0	12871	62756	10772	1
13	2	12901	61992	11504	1
14	2	11711	63350	11333	4
15	0	13289	61031	12072	8
16	2	13777	62879	9735	6
17	7	10637	66482	9271	3
18	3	10257	66767	9368	4
19	0	11451	65535	9414	0
20	27	13358	64355	8646	14
21	0	11198	64309	10892	1
22	1	11531	63797	11070	1
23	12	12464	63995	9922	7
24	1	10260	66625	9510	4
25	0	10257	66617	9524	2
26	9	11028	64201	11159	3
27	47	9979	66573	9801	0
28	0	11957	64397	10043	3
29	2	11081	64347	10967	3
30	6	10373	66428	9588	5
Итог, сек	128	333773	1978853	279172	72
Итог, %	0,0049	12,8770	76,3446	10,7705	0,0028

Рис. 4. Отчет контроля частоты

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Автоматическое формирование отчетных данных, позволяет оптимизировать работу с отчетными документами. Программа формирования отчетов позволяет создать структурированный пользователем вывод дынных любой из измеренной и/или хранящейся в архиве данных информации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. ОИК СК-2007С Руководство по работе с отчётами. ЗАО «Монитор Электрик». – 2014.

Научные руководители: Ю. В. Хрущев, доктор технических наук, профессор кафедры электрических сетей и электротехники Энергетического института ТПУ. Бацева Наталья Ленмировна, кандидат технических наук, доцент кафедры электрических сетей и электротехники Энергетического института ТПУ.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНДУКЦИОННОГО МЕТОДА ДЛЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ДЕФЕКТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП 6 – 35 кВ НА ТРАССЕ

В.Ф. Быкадоров,Е.О. Евгеньев,Е.А. Коршунов
ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова энергетический факультет, кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

Классическим методом определения места повреждений в электроустановках всегда является внешний осмотр. Однако на воздушных ЛЭП осмотр занимает продолжительное время и применяется только в тех случаях, когда определён конкретный повреждённый участок. Если у оперативного персонала нет информации о предполагаемом месте повреждения, отсутствуют приборы определения места повреждения (ОМП), то место повреждения определяется путём поочерёдного отключения участков ЛЭП коммутационными аппаратами, начиная с середины и, подавая напряжение выключателем с питающей подстанции. Делением на участки определяется направление и сокращается время поиска. Недостаток этого метода в многократной подаче напряжения на место повреждения, что может усугубить аварийную ситуацию. В перспективе энергоснабжающих организаций – установка в схемах устройств ОМП путём внедрения современных систем информационных технологий. Если повреждения возникают по причинам устойчивых двухфазных или трёхфазных коротких замыканий, то легче определить их место внешним осмотром, приборами ОМП, поочерёдным опробованием отдельных участков ЛЭП.

Другой категорией повреждений в распределительных электрических сетях 6 – 35 кВ являются случаи замыкания на землю, которые зачастую носят неустойчивый характер. В таких случаях для поиска места замыкания на землю могут применяться и вышеуказанные методы, но самым быстрым и эффективным пока является метод использования специальных приборов типа «Поиск», «Квант», «Зонд», «Спектр».

Наиболее быстрым является дистанционное ОМП, заключающееся в измерении расстояния до места повреждения от конца или концов линии. С этой целью широко используются фиксирующие приборы типов ИМФ-1С, ИМФ-1Р, ИМФ-10Т, МИР ОПЛ-01, ПУМА 2300.01, ПАК-98, ПФ-52. Устройство ИМФ-1С предназначено для непосредственного определения расстояния до места двухфазных и трёхфазных коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи напряжением 6 – 35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Предусмотрена возможность установки ИМФ-1С на вводе секции, что обеспечивает обслуживание одним устройством всех отходящих линий. Однако любое дистанционное ОМП обладает ограниченной точностью, позволяет быстро указать фактически зону, а не топографическую точку расположения повреждения. Следовательно, необходим ещё один метод ОМП – топографический (трассовый). Но ограничиться использованием точных трассовых методов нельзя, так как при этом не будут выполняться требования быстроты ОМП. Необходимость применения дистанционного и трассового методов ОМП воздушных ЛЭП обусловлено трудностью определения следов повреждения линейным персоналом.

Прибор «Квант» предназначен для определения однофазного замыкания на землю в сетях 6 – 35 кВ с изолированной и компенсированной нейтралью. Прибор питается от встроенных аккумуляторов и предназначен для работы в полевых условиях. Контроль тока воздушной ЛЭП осуществляется с помощью магнитного датчика. Магнитным датчиком служит катушка индуктивности с разомкнутым стержневым ферритовым сердечником, которая расположена в корпусе прибора. Катушка является частью колебательного контура, настроенного на частоту 50 Гц.

Успешно эксплуатировался в большинстве энергосистем токовый прибор «Поиск-1» совместно с электромагнитным генератором ЭГЧ-4. Основным недостатком являются относительно большие размеры и масса прибора.

Определение места замыкания на землю в сетях 6 – 35 кВ с использованием приборов типа «Квант» и «Поиск-1» основано на измерении вблизи ЛЭП уровня высших гармонических составляющих магнитного поля тока нулевой последовательности с помощью магнитного датчика, настроенного, в этом режиме, на частоту 550 Гц.

Устройства трассового ОМП, представляют информацию о величине напряжённости магнитного поля вблизи диагностируемой ЛЭП. От количества полученной достоверной информации зависит точность оценки состояния объекта. Это приводит к увеличению объёма данных, получаемых при диагностировании. Окончательный вывод о состоянии объекта делается оператором. В этой связи возникает сложность в выборе способа представления массива данных максимально удобного для обработки. Решение этой задачи связанно с особенностями человеческого восприятия. Наибольшее количество информации человек воспринимает зрительно. Следовательно, диагностические параметры целесообразно представлять в виде зрительных образов. Индукционный метод определения места повреждения основан на фиксации магнитной составляющей электромагнитного поля на трассе воздушной ЛЭП при протекании по ней зондирующего тока. Измерение уровня магнитной составляющей поля осуществляется по значению напряжённости магнитного поля H [А/м] или по значению магнитной индукции B [Тл]. Абсолютная величина и ориентация в пространстве вектора результирующей напряжённости магнитного поля на различных участках воздушной ЛЭП (рис.1) не одинаковы.

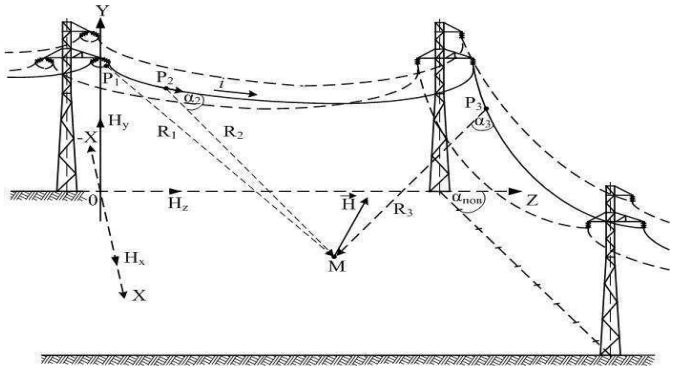
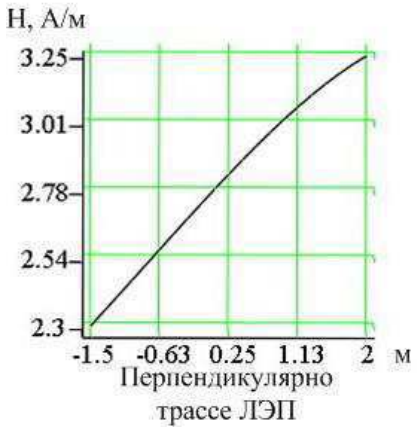
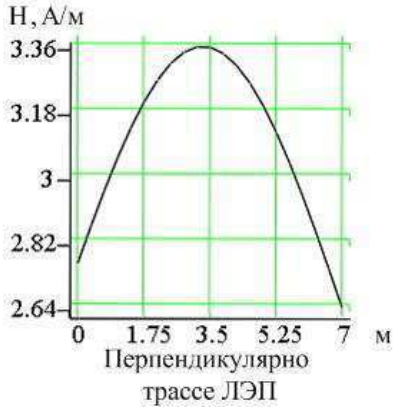


Рис.1. Участок диагностируемой воздушной линии электропередачи.

Приёмное устройство должно иметь возможность получения информации в нескольких точках пространства одновременно. После получения и преобразования данных на экране переносного устройства оператору будут доступны изображения (рис.2), характеризующие магнитное поле на диагностируемом участке. Далее делается вывод об отсутствии (рис.2,а,б) либо о наличии (рис.2,в,г) повреждения.



а)



б)

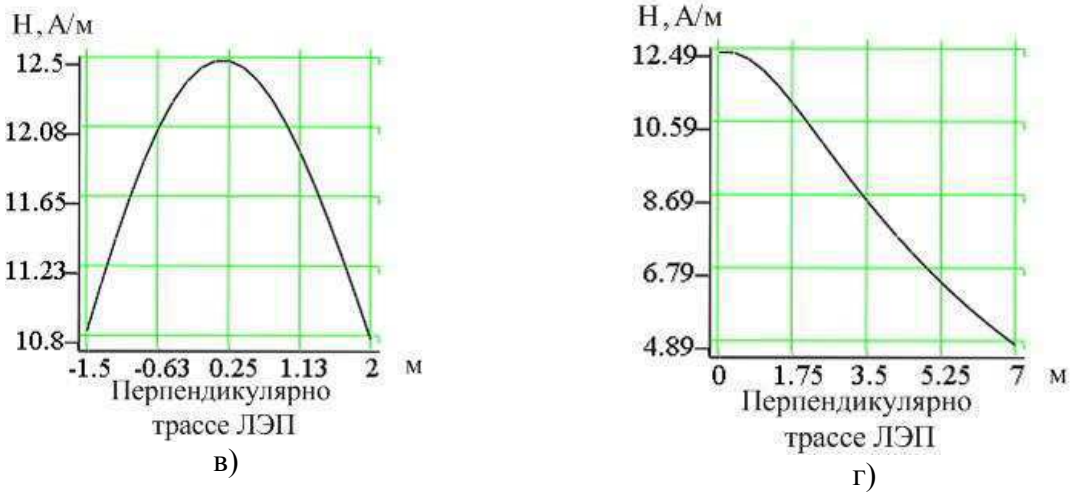
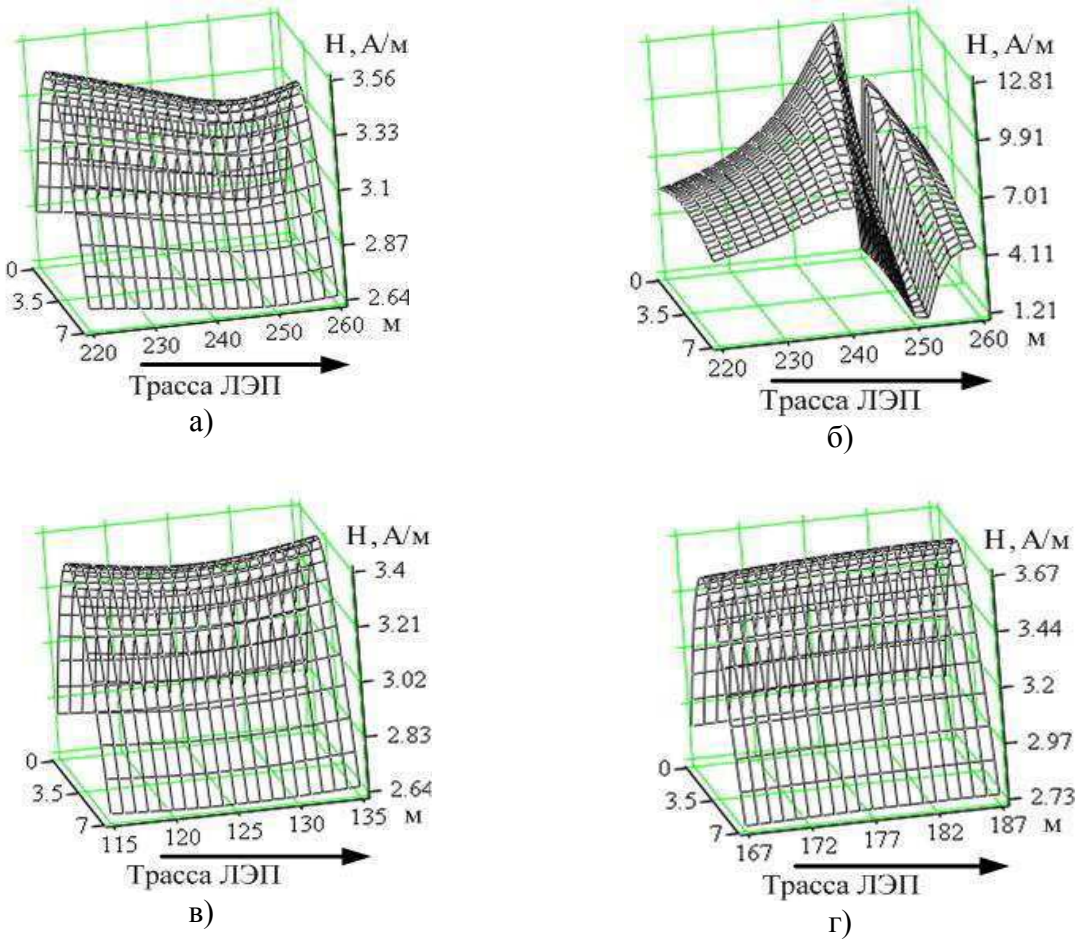
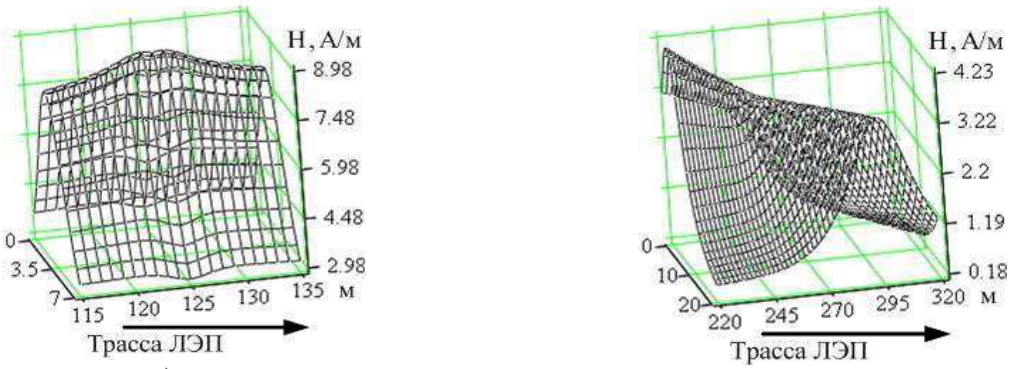


Рис.2. Изменение вертикальной составляющей напряжённости магнитного поля (H_x) вблизи неповреждённого (а, б) и повреждённого (в, г) участков воздушной ЛЭП.

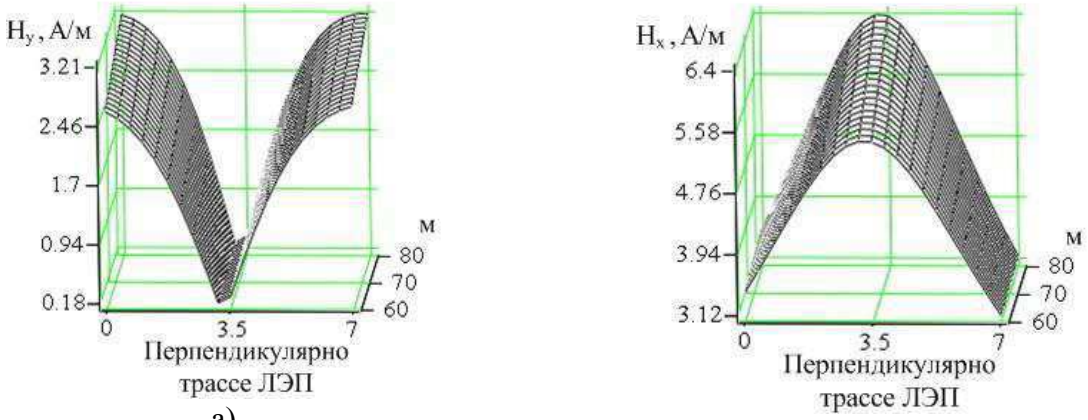




д) е)

Рис.3. Изменение вертикальной составляющей напряжённости магнитного поля на различных участках воздушной ЛЭП.

Отличия магнитных составляющих электромагнитного поля, при неизменном расстоянии от поверхности земли приёмной антенны, наблюдаются вблизи опоры при отсутствии (рис.3,а) и наличии замыкания на землю (рис.3,б), в начале (рис.3,в) и в середине пролёта (рис.3,г), а также вблизи промежуточной (рис.3,д) и анкерной (рис.3,е) опор ЛЭП. В реальных условиях отыскания места повреждения магнитную ось приёмной антенны ориентируют на горизонтальную (рис.4,а) либо на вертикальную (рис.4,б) составляющую напряжённости магнитного поля в прямоугольной системе координат. Наибольшее значение составляющих напряженности магнитного поля будет при расположении катушки под осью ЛЭП (x = 0).



а) б)

Рис.4. Изменение напряжённости магнитного поля при различной ориентации в пространстве магнитной оси приёмной антенны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В.А. Борухман, А.А. Кудрявцев, А.П. Кузнецов. Устройства для определения мест повреждения на воздушных линиях электропередачи 6 – 750 кВ. – М.: Энергия. 1980. – 104с.
2. В.В. Платонов, В.Ф. Быкадоров. Определение мест повреждения на трассе кабельной линии. – М.: Энергоатомиздат. 1993. – 256 с.; ил.

Научный руководитель: А.А. Пирожник, доцент, к.т.н., кафедра ЭСиЭЭ

ОБНАРУЖЕНИЕ И ФИЛЬТРАЦИЯ ИМПУЛЬСНЫХ ПОМЕХ В СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЯХ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

И.Е. Иванов, А.Ю. Мурзин
Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина, электроэнергетический факультет,
кафедра электрических систем

Введение.

Синхронизированные векторные измерения (СВИ) токов и напряжений на высоковольтных линиях электропередачи (ЛЭП) являются одной из перспективных технологий развития электроэнергетических систем (ЭЭС) по всему миру. Они могут предоставить качественно новый уровень мониторинга ЭЭС, применяться с целью построения адаптивных алгоритмов релейной защиты, для автоматического регулирования напряжения и других задач [1, 2]. Для того чтобы в полной мере использовать потенциал технологии СВИ, необходимо решить множество проблем. К таковым относятся, например, разработка стратегии оптимального размещения устройств СВИ (УСВИ) в ЭЭС, алгоритмов обработки и транспортировки больших массивов данных в реальном времени, а также совершенствование функционирования УСВИ при переходных процессах и отклонении частоты от номинального значения [3, 4]. Кроме того, само название технологии СВИ предполагает осуществление очень точной синхронизации всех измерений. Современные устройства точного времени способны выдавать соответствующий сигнал с разрешением ±100 нс [5]. Однако возможны проблемы с установлением соединения, приводящие к ошибкам синхронизации [6]. Помимо этого, могут происходить сбои в работе встроенного в УСВИ микропрограммного обеспечения (firmware). Данные проблемы часто носят временный характер, т.е. проявляются как импульсные помехи на графиках напряжений или токов, измеряемых УСВИ. Рисунок 1, на котором представлен график изменения абсолютных значений напряжения, измеренного реальным УСВИ, служит наглядной иллюстрацией наличия множества кратковременных импульсных помех. Авторами доклада разработан и успешно протестирован алгоритм автоматического обнаружения и фильтрации подобных помех. Очищенные от помех сигналы далее могут использоваться, например, процедурами определения актуальных параметров ЛЭП.

Краткое описание разработанной методики. Основная идея алгоритма заключается в вычислении всех изменений, или флуктуаций сигнала от точки к точке, т.е. от одного измерения к другому, непосредственно следующему за ним, и отсеивании всех "подозрительных" изменений. В установившемся режиме работы ЭЭС графики изменения токов и напряжений обычно достаточно гладкие, и резкие скачки отсутствуют. Как видно из рисунка 1, модули напряжения в большинстве своём сосредоточены возле значения $1{,}6 \cdot 10^5$ В. Чтобы определить, является ли очередная флуктуация сигнала достаточно достоверной, необходимо выработать некоторый критерий, отделяющий все "нормальные" изменения от "подозрительных". В качестве подобного критерия авторами предложено использовать пороговую величину (уставку), представляющую собой либо среднее арифметическое, либо медианное значение модулей всех вычисленных флуктуаций, умноженное на коэффициент, больший единицы. Рекомендации относительно выбора уставки изложены в следующем разделе доклада. Следует отметить, что для корректного применения статистических показателей и определения уставки требуется достаточно большой массив данных (по крайней мере, несколько тысяч измерений), что не представляет никакой проблемы на практике.

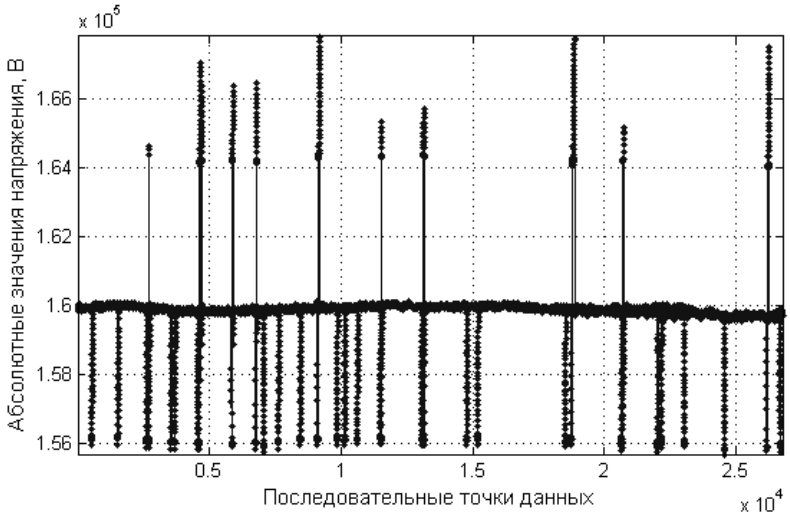


Рис.1. Иллюстрация наличия импульсных помех в сигнале напряжения, измеренного УСВИ

На рисунке 2 приведена блок-схема, состоящая из укрупнённых блоков, отражающих основные этапы обработки массива измерений по предлагаемой методике. Ниже представлено краткое описание каждого из блоков.

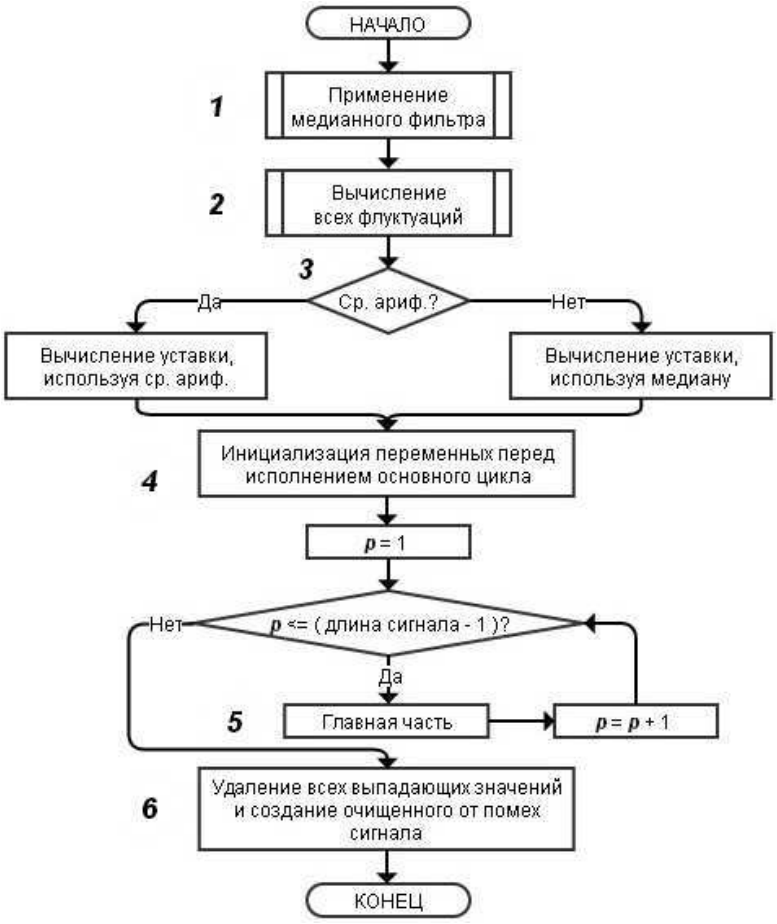


Рис.2. Блок-схема, отражающая основные этапы обработки сигнала по предлагаемому алгоритму фильтрации импульсных помех

В ***блоке 1*** сигнал пропускается через медианный фильтр, чтобы удалить группу измерений, образующих самую первую импульсную помеху, если таковая присутствует в начале обрабатываемого массива данных. Дело в том, что алгоритму обработки флуктуаций сигнала (***блок 5*** на рисунке 2) необходима корректная точка отсчёта с самого начала массива измерений. Поскольку нет никакой гарантии, что массив начинается с "нормального"

измерения, необходимо сгладить начало сигнала с помощью медианного фильтра, длина окна которого равна (2 · N + 1), где "N" – максимальная ожидаемая продолжительность импульсной помехи. Первые (N + 1) точек исходного сигнала затем заменяются соответствующими значениями с выхода медианного фильтра, а по окончании всей процедуры обработки сигнала (***блок 6***) заменённые точки просто отсекаются, поскольку они не принадлежали исходному сигналу. Таким образом, мы в любом случае теряем некоторую часть исходного массива данных, чтобы обеспечить корректное функционирование процедуры фильтрации помех.

В ***блоке 2*** осуществляется обращение к подпрограмме вычисления всех флуктуаций сигнала, т.е. разностей между каждыми двумя смежными точками данных.

В ***блоке 3*** проверяется заданный на этапе обращения к алгоритму статистический метод, применяемый для расчёта уставки, отделяющей "нормальные" флуктуации от "подозрительных".

Блок 4 служит для инициализации ряда переменных, используемых в цикле обработки всех флуктуаций сигнала (***блок 5***). Главная часть алгоритма (***блок 5***) построена таким образом, что она способна отличать флуктуации сигнала, вызванные импульсными помехами, от флуктуаций, обусловленных изменениями состояния ЭЭС (например, коммутациями) и проявляющихся в виде конечного скачка на графике сигнала.

В ***блоке 6*** из исходного сигнала удаляются все найденные группы точек, идентифицированные как импульсные помехи, а также первые (N + 1) точек, и компонуется новый сигнал.

Результаты.

Разработанный алгоритм был успешно верифицирован посредством его применения как к смоделированным сигналам, так и к реальным массивам данных, полученных от УСВИ, установленных на высоковольтных ЛЭП. В качестве примера представим результаты фильтрации мнимой части тока фазы А на одной из линий напряжением 345 кВ в США.

Исходный массив измерений содержит 26772 выборки. Исходя из анализа различных сигналов тока и напряжения, полученных от УСВИ для данной ЛЭП, можно сделать вывод, что продолжительность импульсной помехи в данном случае не может превышать 200 последовательных выборок. Значение "200" передаётся разработанному алгоритму как один из входных параметров на этапе его инициализации. Необходимо также выбрать статистический метод для вычисления уставки (***блок 3*** на рисунке 2) и задать коэффициент, на который умножается среднее арифметическое или медианное значение.

Флуктуации в рассматриваемом сигнале тока и многих других сигналах, полученных от УСВИ, имеют распределение, близкое к нормальному. Среднеквадратическое отклонение нормально распределённых данных может быть определено посредством медианного абсолютного отклонения (МАО), умноженного на 1,4826 [7]. Известно, что для нормально распределённых данных вероятность получения значения, удалённого от математического ожидания на 3-5 среднеквадратических отклонений, очень мала. Исходя из этого, в качестве уставки, применяемой алгоритмом при идентификации "подозрительных" изменений сигнала, можно использовать значение, составляющее (5 × 1,4826 × МАО). Осуществляя обработку исследуемого сигнала тока с такой уставкой и анализируя результат, отражённый на рисунке 3, можно отметить, что импульсные помехи были успешно идентифицированы и удалены. Количество удалённых точек в данном случае составило 2994.

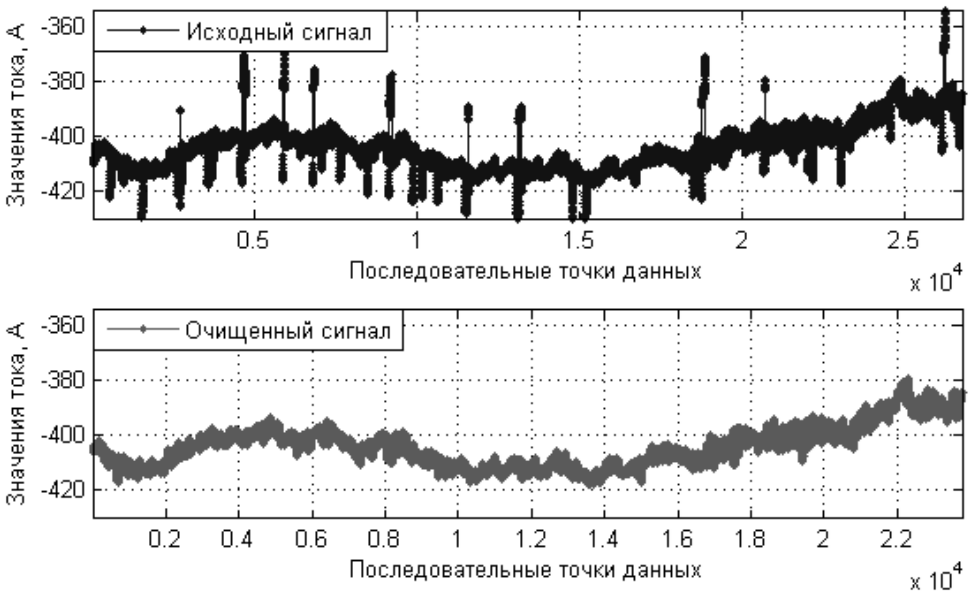


Рис.3. Сигнал с наличием множества импульсных помех (сверху) и тот же сигнал после его обработки по предложенному алгоритму (снизу)

Следует отметить, что невозможно гарантировать, что в результате применения разработанной методики все импульсные помехи отсекаются со стопроцентной точностью. Однако при обработке многотысячного массива данных и выборе уставки с учётом изложенных выше рассуждений подавляющая их часть должна быть отфильтрована.

ВЫВОДЫ.

Авторами предложен алгоритм автоматического удаления импульсных помех из сигналов токов и напряжений установившегося режима, измеренных УСВИ. Для задания порогового значения, которое используется алгоритмом при идентификации нетипичных изменений сигнала, изложены соответствующие рекомендации. Разработанная методика успешно протестирована посредством её применения к смоделированным сигналам и реальным измерениям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. B. Singh, N.K. Sharma, A.N. Tiwari, K.S. Verma, and S.N. Singh. Applications of phasor measurement units (PMUs) in electric power system networks incorporated with FACTS controllers. // International Journal of Engineering, Science and Technology. 2011. Т. 3. №3. С. 64-82.
2. M. Adamiak, W. Premerlani, and B. Kasztenny. Synchrophasors: definition, measurement, and application. // Protection and Control Journal. Сентябрь 2006. С. 57-62.
3. S. Chakrabarti, E. Kyriakides, T. Bi, D. Cai, and V. Terzija, Measurements get together. // IEEE Power and Energy Magazine. Январь-февраль 2009. (Перепечатано в специальном выпуске: SmartGrid-PuttingitAllTogether. 2010. С. 15-23).
4. T. Bi, H. Liu, X. Zhou, and Q. Yang. Impact of transient response of instrument transformers on phasor measurements. // 2010 IEEE PES General Meeting: сб. тез. докл. Minneapolis, MN, USA, 25-29 июля 2010 г.
5. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. SEL synchrophasors – A new view of the power system [Электронныйресурс]. 2008.– Режимдоступа:
6. https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=132 (дата обращения: 31.07.2014).
7. Y. Liao and M. Kezunovic. Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications. // IEEE Transactions on Power Delivery. 2009. Т. 24. №1, С. 96-102.
8. J.S. Walker. A Primer on Wavelets and Their Scientific Applications. 2-еизд. Chapman & Hall/CRC, Taylor & Francis Group, 2008. 304 с.

Научный руководитель: А.Ю. Мурзин, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой электрических систем Ивановского государственного энергетического университета имени В.И. Ленина.

СХЕМНО-РЕЖИМНЫЙ АНАЛИЗ ЭЭС НА ОСНОВАНИИПОКАЗАТЕЛЕЙ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИМОДУЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ УЗЛОВ

И.Л. Баранов, Н.Ш. Чемборисова
НИУ МЭИ, Институт Электроэнергетики, каф. ЭЭС

Сформулированная для отечественных электрических сетей концепция развития интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивной сетью, которые предусматривают широкомасштабное применение устройств управления напряжением и реактивной мощностью. Выбор пунктов размещения таких устройств проводится на основании выявления мест сети, в которых нарушения требований к режиму приводит к снижению надежного и качественного электроснабжения потребителей. Неоднородность электрической сети создает множество таких её пунктов, в которых единичное изменение нагрузки вызывает значительные отклонения напряжения, что может привести к нарушению технологических регламентов. Для выявления таких пунктов используются подходы к оценке чувствительности узловых напряжений, один из которых (быстрый, экспресс-метод) приводится в данном исследовании.

Разложение Тейлора позволяет получить матричную связь приращений активной и реактивной мощности ΔP, ΔQс приращениями модулей ΔU и фаз $\Delta\delta$ напряжений через матрицу Якоби **J**[1]:

$$\begin{bmatrix}\Delta P\\ \Delta Q\end{bmatrix} = -\mathbf{J}\begin{bmatrix}\Delta\delta\\ \Delta U\end{bmatrix} = -\begin{bmatrix}\frac{\partial W_P}{\partial\delta} & \frac{\partial W_P}{\partial U}\\ \frac{\partial W_Q}{\partial\delta} & \frac{\partial W_Q}{\partial U}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\delta\\ \Delta U\end{bmatrix} \quad (1),$$

где W_P, W_Q – соответственно небалансы активной и реактивной мощности.

Общеизвестно уравнение небаланса реактивной мощности W_Q для i-го узла энергосистемы

$$W_Q = U_i^2 y_{ii}\cos\alpha_{ii} - U_i\sum_{j=1\,j\neq i}^{N} U_j y_{ij}\cos\left(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij}\right) - Q_{yi} - U_i U_{\acute{o}} y_{i\acute{o}}\cos\left(\delta_i-\alpha_{i\acute{o}}\right) = 0 \quad (2)$$

Для предварительной оценки методом сальдо-проводимостей принимается, что модули напряжений во всех узлах считаются равными номинальным $U_i = U_j = U_{ном}$[2]. Также полагая, что $\delta_i = \delta_j$, уравнение (3) далее упрощается

$$\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_i} = U_i\left(2y_{ii}\cos\alpha_{ii} - \sum_{j=1\,j\neq i}^{N} y_{ij}\cos\left(\alpha_{ij}\right)\right), \quad (3)$$

где

$$\alpha_{ii} = \pi/2 - \alpha'_{ii} \rightarrow y_{ii}\cos\alpha_{ii} = y_{ii}\sin\alpha'_{ii} = b_{ii}$$
$$\alpha_{ij} = \pi/2 - \alpha'_{ij} \rightarrow y_{ij}\cos\alpha_{ij} = y_{ij}\sin\alpha'_{ij} = b_{ij} \quad (4),$$

где α_{ii} – дополнительный угол собственной проводимости b_{ii}i-го узла α_{ii}', α_{ij} - дополнительный угол взаимной проводимости b_{ij} узла i и j α_{ij}'.

Из уравнений (3) и (4) можно получить производные небаланса реактивной мощности по модулю напряжения, которые могут интерпретироваться как степень реакции узловых параметров (модуля напряжения) на колебания нагрузки и примут вид (5):

$$\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_i} = U_i \left(2b_{ii} - \sum_{j=1\, j\neq i}^{N} b_{ij} \right) \quad (5)$$

Таким образом, внутри сети заданного класса напряжения метод сальдо-проводимостей основывается на определении для каждого узла разности между значением удвоенного диагонального и суммы недиагональных элементов строки матрицы узловых проводимостей:

$$\Delta B_i = 2B_{ii} - \sum_{j=1}^{N} B_{ij} = \mathrm{Im}(2Y_{ii} - \sum_{j=1}^{N} Y_{ij}) \quad , \quad (6)$$

где $\sum_{j=1}^{N} B_{ij}$ – сумма мнимых составляющих комплексных величин продольных проводимостей $Y_{ij,}$ присоединенных к i-му узлу ветвей, B_{ii} – мнимая часть собственной проводимости Y_{ii}i-го диагонального элемента.

Узлы, характеризующиеся наименьшими значениями сальдо-проводимости Δb_i считаются наиболее чувствительными.

Уравнения установившегося режима для производных небалансов реактивной мощности по модулю напряжения (3) позволяют представить матрицу Якоби парой слагаемых, одно из которых инвариантно к изменению нагрузки $\mathbf{J}^{inv}$, а второе связано с её характеристиками $\mathbf{J}^{var}$[2]:

$$\mathbf{J} = \mathbf{J}^{inv} + \mathbf{J}^{var} . \quad (7)$$

откуда

$$s_i^{inv} = \Delta B_i$$

$$s_i^{var} = \mathrm{diag}\left(\frac{1}{U_i} \frac{\partial Q_{yi}}{\partial U_i} \right) \quad (8)$$

В далеких от предела режимах нелинейность уравнений установившегося режима проявляется незначительно и соответствующая составляющая относительно мала

$$\left(\frac{1}{U_i} \frac{\partial Q_{yi}}{\partial U_i} \right) \to \min \quad (9)$$

Это позволяет утверждать, что в таких режимах ранжировка узлов по чувствительности наиболее совпадает с их ранжировкой по сальдо-проводимостям.

При увеличении нагрузки системы переменная составляющая s_i^{var} растет: анализ чувствительности узлов на основании лишь узловых проводимостей становится невозможным, и для проведения анализа целесообразно применение методов, основанных на получении собственных значений и векторов матрицы Якоби для уравнений установившегося режима в форме баланса мощностей в полярной системе координат.

Для проверки работоспособности предложенного метода в качестве объекта исследования принята модель фрагмента ОЭС Сибири, состоящего из 21 узла, чувствительность одиннадцати из которых (рис.1) наиболее показательна ввиду наличия в них точек общего присоединения потребителей, требований к надежности их электроснабжения и особенностей топологических связей. Прочие узлы схемы менее информативны, либо их характеристики идентичны выделенным пунктам. На представленной схеме узлы 11, 20, 21 – генераторные опорные, узел 15 – базисный с номинальным напряжением 500 кВ, остальные узлы – нагрузочные.

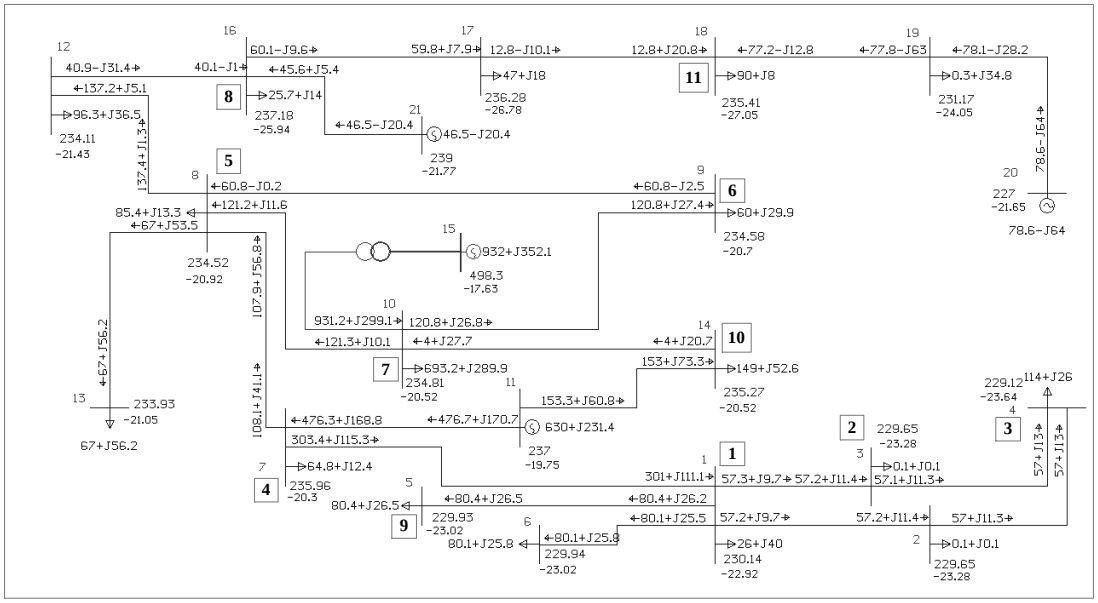


Рис.1. Схема исследуемого фрагмента ОЭС Сибири.

На рис.2 показаны сальдо-проводимости выделенных на рис.1 узлов (соответствующие номера отложены по горизонтальной оси), которые найдены по уравнению (6).

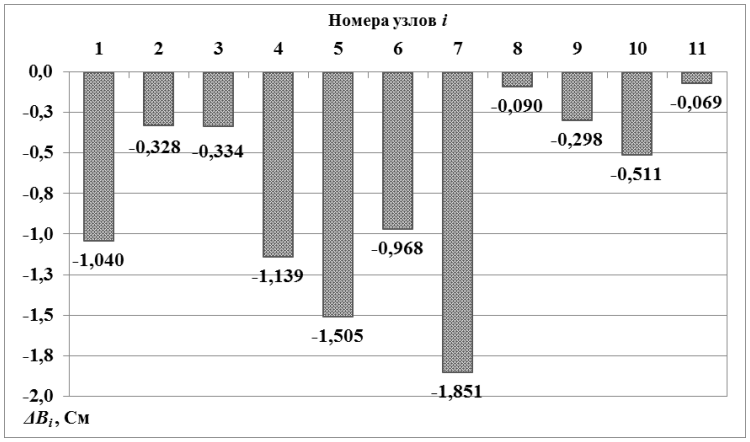


Рис.2. Сальдо-проводимости рассматриваемых узлов.

В жестких узлах значительная емкость присоединенных ветвей способствует поддержанию напряжения и увеличению модуля сальдо-проводимости (имеющей знак минус). В оценке по диагональным элементам МУП слагаемые, соответствующие взаимным связям узлов, придают сумме положительный знак.

Для анализа изменения чувствительности модулей узловых напряжений в ходе режима может применяться сингулярный анализ матрицы Якоби (определенной для заданного режима в форме балансов мощностей в полярной системе координат)[2]. Применительно к анализу чувствительности модулей напряжения (и в общем случае выявления условий возникновения лавины напряжения) используется сокращенная форма матрицы Якоби[3].

На рис.3 по вертикальной оси отложены расчетные величины показателей чувствительности для модулей узловых напряжений на основании сингулярного разложения полной матрицы Якоби для режима ночного минимума и вечернего максимума, а также сокращенной матрицы в тех же режимах.

Данная группа методов также позволяет охарактеризовать узлы 8 и 11 наиболее чувствительными. Обратной стороной высокой точности и адаптивности к режимам метода является его возрастающая вычислительная сложность, необходимость расчета матрицы Якоби и определения её сингулярного разложения. Методы на основании узловых

проводимостей, напротив, настолько просты, что реализуемы даже без применения персональных компьютеров.

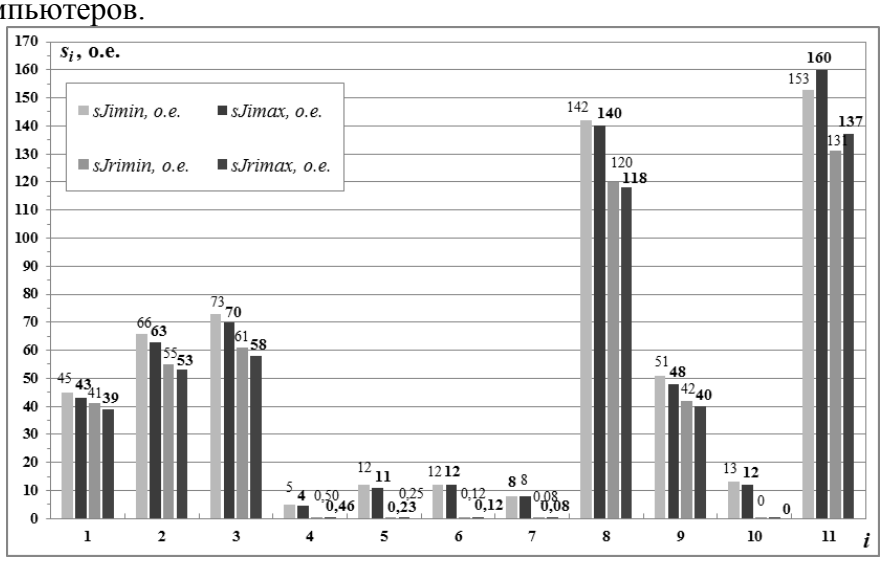


Рис.3. Оценка чувствительности на основании сингулярного анализа матрицы Якоби для режимов наименьших(*б*, *г*) и наибольших(*в*,*д*) нагрузок для полной(*б*,*в*) и сокращенной(*г*,*д*).

Метод расчета малых приращений реактивной мощности нагрузки позволяет определить чувствительность модулей напряжений узлов в локальной окрестности исходного режима. Для малого изменения реактивной мощности нагрузки в i-м узле на ΔQ от исходного значения $Q_{min}=Q_{н.исх}$ до $Q_{max}=Q_{н.исх}+\Delta Q$путем расчета режима получены зависимости изменения модуля напряжения, которые показаны на рис.3,*а*. В наиболее чувствительных узлах угол наклона характеристики для таких узлов максимален, а для наиболее чувствительных, напротив, минимален, эпюры для жестких узлов практически параллельны горизонтальной оси.

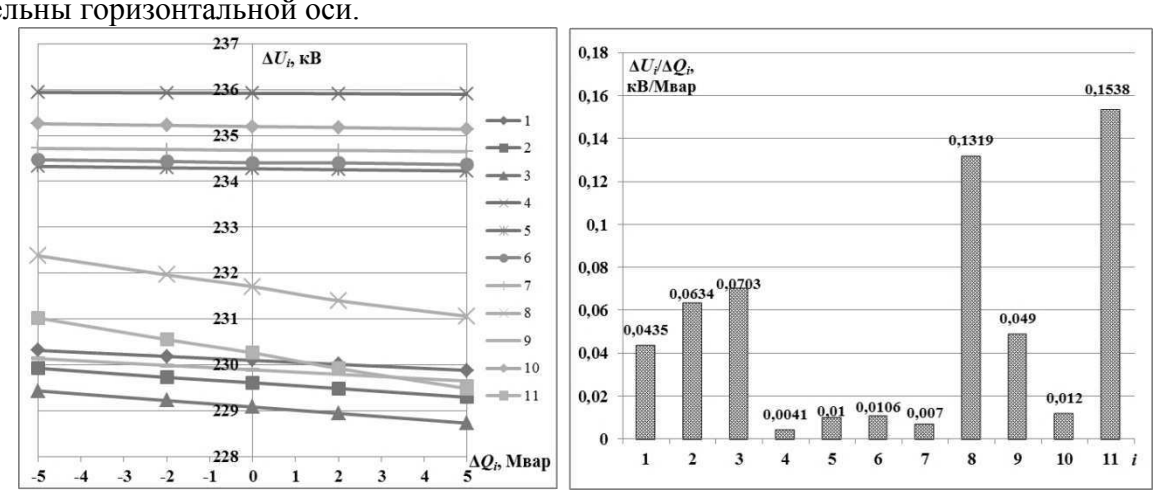


Рис.4. Реакция модуля напряжения в узлах сети при изменении реактивной мощности нагрузки

Однако отметим, что высокая чувствительность узла не гарантирует в нем максимальные вероятностные характеристики отклонения напряжения (в сравнении с прочими узлами). По результатам анализа качества электроэнергии в рассматриваемом фрагменте ОЭС Сибири максимальная дисперсия усредненных на десятисекундных интервалах значений напряжения зафиксирована в узле 11 (11,23 $кВ^2$) и узле 8 (1,01 $кВ^2$). В жестком узле 7 наблюдается минимальная дисперсия значений напряжения (0,46 $кВ^2$). Однако, например, в узле 1 дисперсия напряжения выше, чем в узле 3 (0,95 против 0,91 $кВ^2$). Таким образом, в чувствительных узлах дисперсия напряжения будет наибольшей лишь тогда, когда показатель чувствительности этих узлов значительно превосходит значения для остальных узлов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сформулированный метод сальдо-проводимостей позволяет выявлять краевые узлы электроэнергетических систем, в которых реакция напряжения на единичное изменение реактивной мощности нагрузки является максимальным и минимальным (среди узлов рассматриваемой энергосистемы). Метод вычислительно прост и основывается на значениях матрицы узловых проводимостей. Достоверность предложенного способа подтверждена проведением расчетом с малыми приращениями нагрузок и на основании разложения матрицы Якоби в форме баланса мощностей в полярной системе координат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 256 с.
2. Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем– М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Y. Tamura, H. Mori, S. Iwamoto, "Relationship Between Voltage Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electric Power Systems". IEEE Trans. Vol.PAS-102. No. 5, pp. 1115-1125. May 1983.

Научный руководитель: Н.Ш.Чемборисова, д.т.н., проф. каф. ЭЭС НИУ МЭИ

МЕТОДЫ СОЗДАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ЧАСТИЧНОГО РАЗРЯДА В КРУЭ

Е.А. Марюшко
Новосибирский государственный технический университет, факультет энергетики, кафедра техники и электрофизики высоких напряжений

В настоящее время, в отечественной и в мировой энергетике, в новом строительстве и при реконструкции, всё чаще применяется оборудование с элегазовой изоляцией: КРУЭ, высоковольтные выключатели, газоизолированные линии, силовые и измерительные трансформаторы. Эту тенденцию подтверждает принятая инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 годы [1] включающая замену воздушных и масляных выключателей высокого напряжения на элегазовые. Вместе с ростом количества эксплуатируемого оборудования актуальность приобретает задача контроля и диагностики его состояния.

Один из наиболее важных для контроля параметром является активность частичных разрядов (ЧР). Это связано с тем, что испытания, которые проводятся во время производства и монтажа КРУЭ не позволяют выявить все имеющиеся дефекты, таким образом, часть из них остаётся скрытыми и проявляет себя уже в процессе эксплуатации. По статистике более 30% всех аварий в КРУЭ происходят из-за развития скрытых и возникших в процессе эксплуатации дефектов [2]. Как показывает практика, уровень ЧР за несколько дней до аварии начинает активно нарастать и достигает 20-100 пКл. Таким образом, регистрация и контроль уровня ЧР позволяют предупредить возникновение аварийных ситуаций и своевременно вывести оборудование из работы для проведения более глубокой диагностики или ремонта.

Наиболее распространены следующие методы регистрации ЧР: акустический, электрический и высокочастотный (рисунок 1) [3].

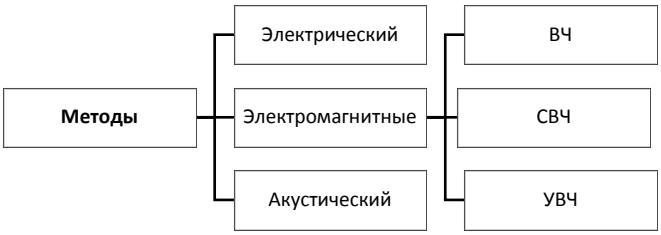


Рис.1. Классификация методов регистрации ЧР

Данным методам соответствуют следующие типы датчиков:

- акустические – пьезоэлектрические, электретные и т.д.;
- электрические – резистивные и индуктивные;
- электромагнитные – индуктивные и антенные.

Основную сложность при регистрации ЧР с помощью любых типов датчиков является интерпретация полученных результатов. Это связано с тем, что все стандарты по регистрации ЧР базируются на понятии «кажущегося заряда» – заряда который необходимо в данный момент внести в контролируемое оборудование, что бы восстановить равновесие, нарушенное возникновением импульса ЧР. Важным является то, что мы не знаем параметры реального заряда, а измеряем реакцию контролируемого высоковольтного оборудования на возникший ЧР.

В электрическом методе для калибровки датчиков ЧР применяют внешние калибровочные генераторы, посылающие сигнал в измерительные цепи или инжектирующие сигнал в токоведущие части установки. В исследовательских работах по электромагнитному методу применяется создание глухих микроотверстий в изоляционных конструкциях, размещение металлических частиц на токоведущих частях или внутренней стенке корпуса установки для имитации ЧР [4]. По-видимому, этот же способ можно применить для проверки работоспособности и акустического метода. И тот и другой способ не соответствуют реально моделируемому физическому процессу частичного разряда и приводят к разложению элегаза.

Таким образом, актуальной задачей является создание образцов искусственных источников или имитаторов частичных разрядов (ИИЧР) не вызывающих деградации изоляции оборудования и совпадающих с реальными ЧР по пространственно-временным и энергетическим характеристикам, а, значит, универсальных, то есть пригодных для калибровки аппаратуры, реализующей любой из перечисленных методов.

ИИЧР с применением полых стеклянных микросфер

Полые стеклянные микросферы представляют собой полые тонкостенные микро шарики правильной сферической формы диаметром от 2 мкм до 0,5 мм (рисунок 2).

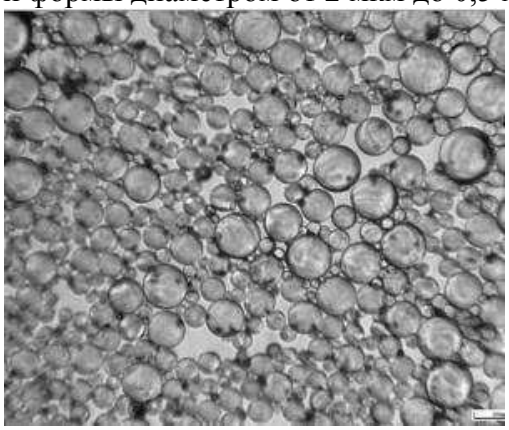


Рис.2. Полые стеклянные микросферы

Использование микросфер в качестве ИИЧР предполагает следующие преимущества:

- разряды в микросферах вызывают импульсы электрического тока и электромагнитного излучения в широком диапазоне частот, а также ультразвуковые волны;

- разряд происходит в изолированном пространстве не вызывая деградации элегаза в установке;
- различные размеры позволяют варьировать мощность разряда;
- сферическая форма позволяет имитировать газовые полости внутри изоляционных конструкций.

ИИЧР с применением полосковой линии

Полосковая линия (ПЛ) – линия передачи энергии сверхвысоких частот, состоящая из проводящей полоски и основания (заземлённой проводящей пластины) [5]. ИИЧР с применением ПЛ может быть использован только для имитации электромагнитного излучения создаваемого частичным разрядом. Данное устройство размещается на внутренней стенке корпуса КРУЭ и представляет собой тонкую проводящую полосу (проводник), изолированную от корпуса, имеющую выход за его пределы для подключения к блоку коммутации (рисунок 3). ПЛ может работать в активном режиме – зарядка линии производится через блок коммутации, или пассивном режиме – зарядка линии происходит посредством индукции от токоведущих частей. Коммутация линии на корпус производится высокоскоростными транзисторами, изменяя параметры проводника можно добиться требуемой формы, длительности и мощности сигнала.

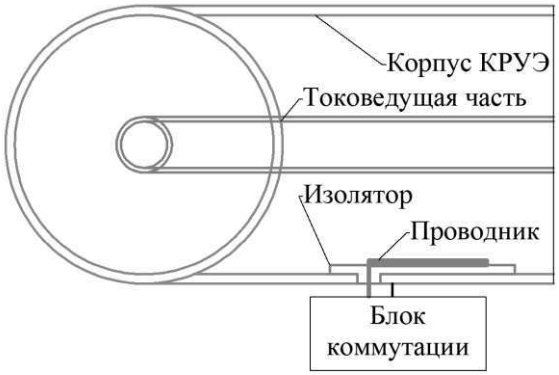


Рис.3. Принципиальная схема ИИЧР с применением ПЛ

Устройство может применяться для исследования затухания ВЧ сигнала от ЧР при прохождении через диэлектрические барьеры и изгибы конструкции КРУЭ, при заводской установке в КРУЭ использоваться для калибровки высокочастотных датчиков регистрации ЧР, как во время пусконаладочных работ, так и для повторной калибровки датчиков в течение всего срока жизни оборудования. Так же использование данного устройства не приводит к разложению элегаза.

ИИЧР с применением острийного электрода

Острийный электрод изменяемой высоты позволяет создавать коронирующий разряд на токоведущих частях, изоляционных конструкциях или корпусе КРУЭ в зависимости от размещения устройства. При необходимости остриё выдвигается за пределы экрана устройства, тем самым, создавая очаг повышенной напряжённости электрического поля и вызывая коронный разряд, в остальное время остриё спрятано за экраном, что позволяет свести к минимуму воздействие на изоляционную среду (рисунок 4) [6]. Помимо этого в устройстве предусмотрен измерительный вывод за пределы оболочки оборудования для контроля тока и заряда импульсов короны.

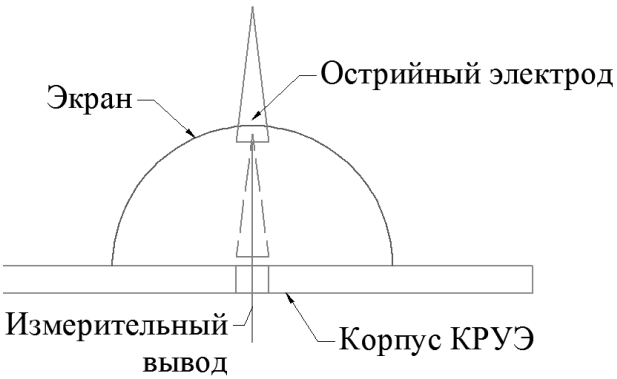


Рис.4. Схема ИИЧР с применением острийного электрода

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка описанных источников искусственного частичного разряда позволит повысить достоверность результатов исследований связанных с распространением и регистрацией сигналов ЧР в оборудовании с элегазовой изоляцией, создать устройства для калибровки и проверки работоспособности систем мониторинга ЧР, как в заводских условиях, так и на действующих объектах электроэнергетики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013-2017 годы, http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/pril_2013-2017.pdf
2. Беляевский О.А., Степенков В.В. Регистрация характеристик частичных разрядов в элегазовом оборудовании с использованием измерительного трансформатора ЗНОГ-110// Энергетик. 1999. №6
3. Марюшко Е.А., Применение оборудования с элегазовой изоляцией в современной энергетике и методы его диагностики.// Диагностика электрических установок: Материалы Девятого научно-практического семинара Общественного Совета специалистов Сибири и Дальнего Востока по проблемам диагностирования и испытания комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией. Красноярск, Дивногорск, 2014. С5-15.
4. Toshiro Hoshino, Hiroshi Koyama, Comparison of Sensitivity Between UHF Method and IEC 60270 for Onsite Calibration in Various GIS, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY. VOL.21 NO.4. OCTOBER 2006
5. Проектирование полосковых устройств СВЧ.// Учебное пособие.– Ульяновск.– 2001–С.123
6. J. Reid and M. D. Judd. High Bandwidth Measurement of Partial Discharge Pulses in SF6 / Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, Beijing, China, August 25-29, 2005. – Paper G – 012.

Научный руководитель: А.Г. Овсянников, Д.Т.Н., профессор кафедры ТЭВН, НГТУ.

СИСТЕМА ДЛЯ СБОРА ИНФОРМАЦИИ ОБ АВАРИЙНЫХ НАРУШЕНИЯХ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ СО ЕЭС

Р.А.Гусев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Энергетический институт, кафедра Электроэнергетических систем

В настоящее время современный уровень развития средств релейной защиты и автоматики, средств регистрации аварийных событий, систем АСДУ позволяет производить сбор цифровых осциллограмм аварийных событий, происходящих в ЭЭС. Данные осциллограмм в сочетании с подробным описанием аварийной ситуации могут быть использованы для анализа действий устройств релейной защиты и автоматики, верификации динамических моделей ЭЭС и т.д.

Как правило, при возникновении аварийной ситуации на объектах ЕЭС России согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 г. N 846, производиться их расследования с составлением соответствующего акта, в котором содержится сведения о состоянии схемы, причинах и признаках возникновения аварии, срабатывании защит и противоаварийной автоматики, технических мероприятиях.

Организованное хранение данной информации осуществляется с помощью программно-аппаратного комплекса «База аварийности в электроэнергетике» (далее ПАК БАЭ), который позволяет производить поиск, фильтрацию и отбор актов по заданным критериям.

Как правило, развитие аварийных режимов в ЭЭС сопровождается множественными запусками средств их регистрации. Поэтому, в настоящее время для организации сбора и оперативного анализа аварийных режимов в некоторых РДУ внедряется ПАК «Система сбора параметров аварийных режимов» (далее ССПАР), который позволяет в автоматическом режиме получать цифровые осциллограммы аварийных режимов работы ЭЭС с регистраторов аварийных событий и анализировать их в режиме реального времени [2]. Также ССПАР проводит анализ очередности срабатывания защит, противоаварийной автоматики и коммутационного оборудования, осуществляя при этом расчет действующих значений напряжений и токов по соответствующим линиям в моменты коммутации, вывод информации об обнаружении места повреждения, определение расстояние до места повреждения и вид повреждения ЛЭП.

Также существует программно-аппаратный комплекс «Автоматизированная система сбора и отображения технологической информации» (АССОТИ), который обладает аналогичными функциями.[3]

Таким образом, используемые в настоящее время ПАК для анализа авариных режимов работы ЭЭС либо содержат сведения об аварийных нарушениях описательного характера, либо позволяют получать сведения о протекающих процессах в ЭЭС без их описания.

Поэтому, применяемые ПАК не позволяют осуществить систематический сбор и хранение цифровых осциллограмм аварийных событий вместе с их описаниями для дальнейшего ретроспективного анализа и последующего использования.

Для решения этой задачи необходимо разработать программно -аппаратный комплекс, позволяющий организовать хранение и анализ цифровых осциллограмм вместе с описаниям аварийных процессов, протекающих в ЭЭС.

Автором данной работы разрабатывается данный программный комплекс, который позволяет:

- осуществлять сбор и хранения описаний аварийных ситуаций совместно с цифровыми осциллограммами;
- производить поиск и фильтрацию информации по заданным критериям;

- проводить автоматический ретроспективный анализ подобных аварийных ситуаций в заданном энергорайоне.

Организация хранения информации в программном комплексе осуществляется на основе использовании системы управления реляционными базами данных MicrosoftSQL.

На рис. 1. представлена структурная схема базы данных.

База данных состоит из следующих таблиц:

- Таблица 1 – содержит информацию о расположение, времени, обстоятельствах аварии и прочей информации необходимой для составления актов расследования причин аварии;
- Таблица 2 содержит информацию о состоянии схемы, воздействии погодных явлений, оборудовании из-за которого произошла авария(если такое есть) и прочей информацией достаточной для оперативного управления режимом.

На основе данных таблиц формируется итоговая таблица.

В таблицах 1 и 2 необходимо организовать подключение библиотек типовых объектов, которые должны в автоматическом режиме актуализироваться в соответствии с изменениями диспетчерского персонала. Для данных с осциллографа необходимо создать конвертор способный переводить данные в формат COMTRADE.

Фильтрация данных будет осуществляться по трем критериям, место расположения объекта, дата и наименование организации. Так же посредством фильтрации будет проводиться ретроспективный анализ по критериям сходных аварийных нарушений(например будет выводиться информация о авариях произошедших на том же объекте и с отключением того же оборудования, если такие имеются соответственно).

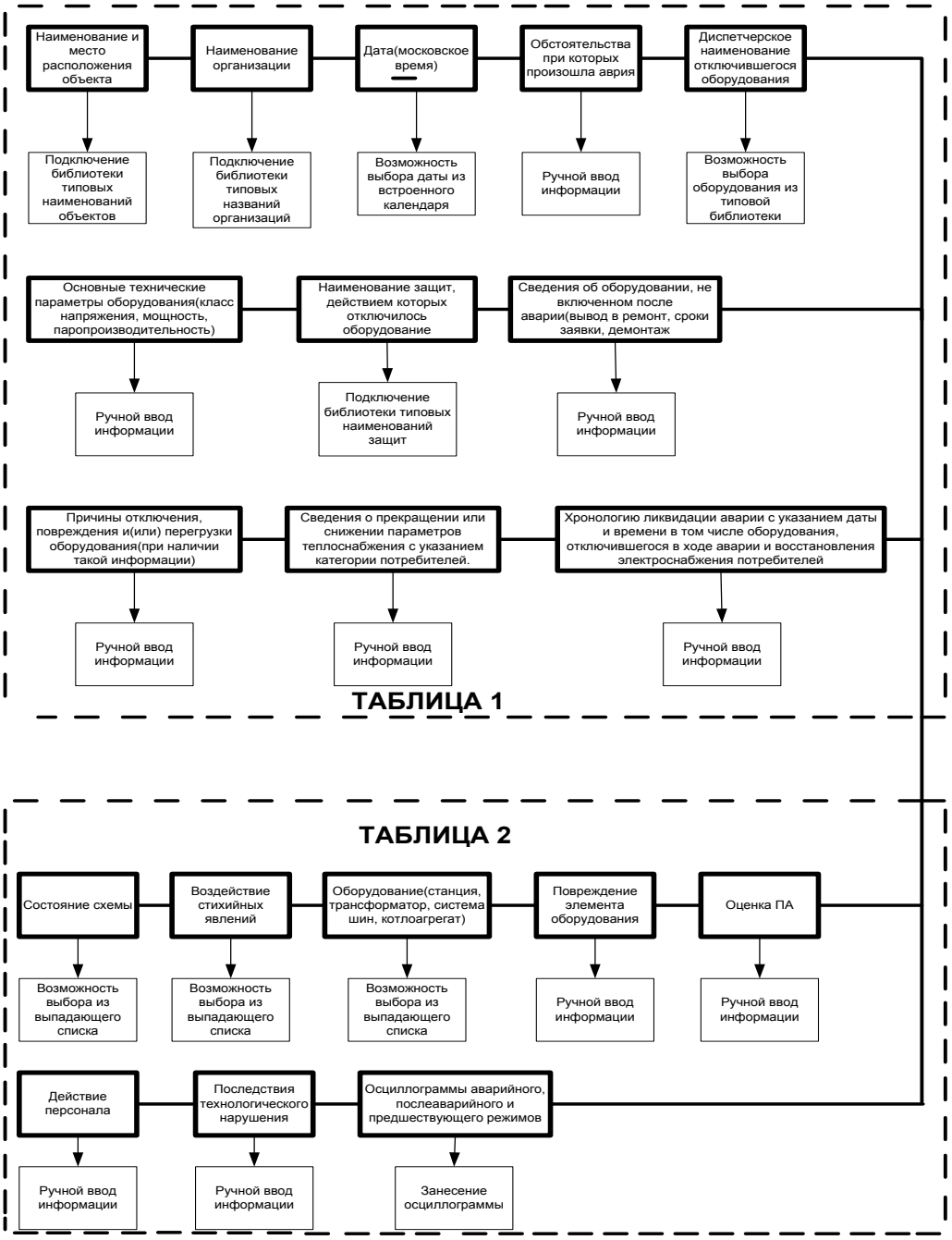


Рис.1. Структурная схема базы данных

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 1.B. Ayuev, Y. Kulikov. Wide Area Monitoring System of IPS/UPS: application for digital model validation / Third International Conference on Critical Infrastructures, Alexandria, VA, USA, September 25 - 28, 2006.
2. Юров В. В., Лозе А.Б. Опыт внедрения в Самарском РДУ системы сбора и анализа аварийных режимов // Релейная защита и автоматика энергосистем 2010: Сборник докладов XX конференции, 1 июня 2010 г. - Москва: Изд-во Научно-инженерное информационное агентство, 2010. - с. 35-38.
3. Автоматизированная система сбора и отображения технологической информации [Электронный ресурс] / Промышленные технологические системы «con-text». – Электрон. дан. – Москва, [2010]. – Режим доступа: http://www.protesys.ru/projects/book_soti.pdf.

Научный руководитель: И.М. Кац, кандидат технических наук, доцент, НИ ТПУ

ОСОБО ТОЧНЫЕ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ НА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЯХ.

А.С. Сафронов
ГОУ ВПО «Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета», г. Саяногорск

Гидротехнические сооружения являются объектом повышенной опасности, от стабильности работы ГТС зависят многие предприятия и социально значимые объекты. Возникновение аварийных ситуаций может привести к экономическим потерям и человеческим жертвам. Во избежание аварий государство ужесточает правила эксплуатации и диагностирования ГТС Федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 28.12.2013) "О безопасности гидротехнических сооружений" и иными нормативными документами, что максимально предотвращает риски возникновения чрезвычайных ситуаций и продляет срок службы сооружений и оборудования ГТС.

Среди измерений различных параметров производимых на высоконапорных ГТС можно выделить несколько наиболее значимых:

- плановые смещения;
- высотные перемещения;
- измерение давления, уровня воды в пьезометрических скважинах;
- измерение уровня воды в бьефах;
- измерение фильтрационных расходов воды;
- сейсмометрические наблюдения;
- измерение положения ГТС относительно створа;

Особенное значение в диагностике плотин имеет наблюдение за вертикальными перемещениями с помощью гидронивелиров. Гидронивелир является одним из первых точных приборов, позволяющий определить разность высот между измеряемыми точками. Этот прибор и в настоящее время не потерял актуальность из-за своей простоты и точности. Он используется в различных областях науки и техники, как в простом строительстве, так и в ускорителях элементарных частиц.

В статьях по наблюдению за высотными плотинами и организацией автоматизированных систем наблюдений[1,2]указывается на необходимость измерений с точностью до десятков микрон. Помимо высокой точности, требуется и высокая оперативность замеров, при быстром изменении уровня верхнего бьефа или ремонтных работах, что практически невозможно без автоматизации измерений. ОАО «РусГидро» в 2014 году на Саяно-Шушенской ГЭС заканчивает реконструкцию систем оперативного контроля ГТС, в которую также вошла система автоматизированного контроля высотных смещений(САК ВС). Гидростатическое нивелирование достаточно широко описано в литературе[3,4], однако в России до этого отсутствовал опыт создания и эксплуатации подобных автоматизированных систем.

В данной статье описываются физические основы стационарных гидростатических нивелиров, методы учета факторов влияющих на их точность, опыт применения различных датчиков и приводятся практические рекомендации по применению САК ВС на ГТС.

Поперечные гидростатические нивелиры являются высокоточным оборудованием и представляют собой горизонтально расположенную длинную трубу (длина 15-60м, диметр 100 мм) на 2/3 заполненную водой, в котором распределяется жидкость, пока не наступит гидростатическое равновесие.

При создании и эксплуатации САК ВС необходимо учитывать погрешности от сил действующих на поверхность: поверхностных и массовых (объемных). Поверхностные силы в покоящихся жидкостях направлены по нормали к элементу поверхности. Массовые или объемные силы действуют на каждую частицу жидкости пропорционально массе выделенного объема.

Также необходимо учитывать влияние сил поверхностного натяжения, которое также влияет на разность уровней. На границе соприкосновения жидкости газа и твердого тела наблюдается явление «смачивание»- появление мениска свободной поверхности жидкости. Формула учитывающая эти факторы приведена ниже:

$$\Delta h = \frac{(\rho_1 g_1 - \rho_2 g_2)}{\rho_2 g_2} h1 + \frac{p_{01} - p_{02}}{\rho_2 g_2} + \frac{\sigma_1 \cos \vartheta_1}{\rho_1 g_1 \sqrt{D_1 h_1 - h_1^2}} - \frac{\sigma_2 \cos \vartheta_2}{\rho_2 g_2 \sqrt{D_2 h_2 - h_2^2}}$$

гдеp_{01}, p_{02}-внешнее давление, ρ_1, ρ_2-плотность жидкости, g_1, g_2-ускорение свободного падения, σ_1, σ_2-поверхностное натяжение жидкости, D-диаметр трубы гидронивелира, ϑ-краевой угол, h_2-высота жидкости.

В зависимости от требуемой точности измерений необходимо учитывать следующие факторы:

- свойства жидкости в точках наблюдения (состав, зависимость свойств от температуры, давления и т.д.);
- внешнее давление и температура в точках измерения;
- гравитационное поле в точках измерения;
- поверхностное натяжение жидкости;
- свойства материала трубы, ее чистота, форма и высота столба жидкости;

Для непосредственной оценки степени влияния вышеперечисленных факторов (аргументов функций) на разность уровней в точках измерения, необходимо брать частные производные от функций по каждой из входящей в нее переменной, и выразить через нее зависимость изменения разности уровней жидкости от величины изменения отдельно этого параметра (аргумента).

Анализ погрешностей гидронивелиров подтвержден опытом применения трех вариантов гидронивелиров на Саяно-Шушенской ГЭС:

- магнитострикционные,
- оптические триангуляционные(поплавковый)
- оптические триангуляционные прямой

Вывод.

На основании выше изложенного, сформулируем практические рекомендации по выбору оборудования и снижения погрешности измерений разности уровней жидкости в гидронивелирах:

1. Использование без поплавковых гидронивелиров;
2. Без выносных измерительных головок;
3. Использование дополнительных средств поддерживающих однородность;
4. Лабораторное определение свойств жидкости;
5. Использование замкнутых гидронивелиров;
6. Использование труб прямоугольного сечения и обработанными стенками.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. *Гордон Л.А., Затеев В.Б., Стефаненко Н.И.* Оценка состояния контакта бетонной плотины со скальным основанием по данным измерений осадок поперечными гидростатическими нивелирами. (применительно к плотине Саяно-Шушенской ГЭС). -Известия ВНИИГ, 2004. -Т. 243
2. *Гордон Л.А., Френкель А. С.,* Диагностика бетонных плотин по данным натурных измерений относительных осадок.- Известия ВНИИГ, 1989.- Т.214.
3. *Васютинский И.Ю.* Гидростатическое нивелирование. М.”Недра”, 1976.- 167с.
4. *Шайдуров Г. Я.* Автоматизированный контроль гидротехнических сооружений.- Новосибирск: Наука, 2006.- 240с.
5. *Штеренлихт Д.В.* Гидравлика: Учеб для вузов. Кн. 1. – М.; Энергоатомиздат, 1991. -351 с.
6. *Яворский Б.М.* Справочник по физике для инженеров и студентов вузов. – М.: ООО “Издательство Оникс”: ООО “Издательство “Мир и образование”, 2007. – 1056с.

7. *Канушин В.Ф., Ганагина И.Г.,Голдобин Д.Н.* Учет влияния вариаций силы тяжести, обусловленных изменением уровня водохранилища, на результаты геодезических измерений. / Отчет о научно – исследовательской работе. Новосибирск, 2002 г.
8. *Волошин А.М., Шайдуров Г.Я.* О погрешности измерения уровня воды в гидронивелирах ГЭС/научно – исследовательская работа.(журнал Датчики и Системы № 3.2011.).

Научный руководитель: Волошин А.М., зам. начальника Службы технологических систем управления Филиала ОАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС им П.С. Непорожнего»

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРЕ ПРИ РАВНОМЕРНОМ И НЕРАВНОМЕРНОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ

С.С. Костинский
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова

Электрическая энергия, теряемая в трансформаторе в процессе преобразования переменного тока, выделяется в виде тепла в обмотках, магнитной системе и других частях трансформатора. В масляных трансформаторах магнитная система и обмотки омываются трансформаторным маслом, уровень которого значительно выше уровня магнитной системы. Частицы масла, соприкасающиеся с горячими поверхностями, нагреваясь, устремляются вверх и отдают свое тепло в окружающую среду через стенки и крышку бака. Между обмотками и магнитной системой, с одной стороны, и маслом – с другой, устанавливается определенная разность температур. Однако температура масла и других частей трансформатора в разных зонах по высоте различны.

Ввиду сложности тепловых процессов в трансформаторе при их теоретическом анализе приходится делать ряд упрощений. С этой целью обмотки и магнитная система, представляющие собой сочетание различных материалов, заменяют однородными телами. Такое упрощение допустимо при условии, что замещающее однородное тело при тех же наружных размерах и том же количестве выделяемого тепла обладает эквивалентной теплоемкостью. Кроме того, для каждого элемента тепловой цепи (магнитная система, обмотка, масло, бак) вводят некоторую среднюю его температуру

Согласно [1] выделяемая в теле за элементарный промежуток времени dt тепловая энергия $П \cdot \mathrm{dt}$ частично расходуется на повышение температуры тела на $d\upsilon$ и частично отводится в окружающее пространство. В любой момент времени имеет место баланс тепловой энергии выражаемый дифференциальным уравнением

$$П \cdot \mathrm{dt} = C \cdot d\upsilon + \mathrm{K} \cdot \upsilon \cdot \mathrm{dt},$$

где C – полная теплоемкость тела;

K – количество тепла, отводимого охлаждающей поверхностью в единицу времени при разности между температурой поверхности и температурой среды в 1°C;

υ – разность температур между данным телом и окружающей средой.

Нагрев трансформатора относительно масла при установившемся тепловом режиме можно принять пропорциональным потерям в трансформаторе.

Недостатком описанного выше способа определения потерь активной электрической энергии в трансформаторе является то, что для расчета требуются значения физических

величин, зависящих от конструктивных параметров трансформатора, не являющихся паспортными данными и сложными для определения на практике с высокой точностью.

Для определения потерь применяются счетчики потерь активной электроэнергии например [2], принцип работы которых основан на законе Джоуля-Ленца. Недостатком таких счетчиков является то, что они определяют энергию потерь в обмотках трансформатора, но потери также включают в себя потери в магнитной системе, баке, а так же потери от несимметрии и несинусоидальности тока. Для учета потерь также необходимо знать сопротивление объекта, на котором производятся измерения, которое изменяется в зависимости от температуры нагрева и окружающей среды. Все выше сказанное приводит к снижению точности измерения потерь электрической энергии.

На основании закона сохранения энергии можно записать уравнение теплового баланса в иной форме:

$$\Delta P \cdot dt = c \cdot G \cdot d\Theta + \alpha \cdot S \cdot \Delta\Theta \cdot dt, \qquad (1)$$

где ΔP – потери активной мощности в трансформаторе за dt;

c – удельная теплоемкость;

G – масса трансформатора;

$d\Theta$ – приращение температуры трансформатора;

α – коэффициент теплоотдачи с поверхности;

S – площадь поверхности;

$\Delta\Theta$ – разность между температурой трансформатора и температурой окружающей среды.

Постоянная времени нагрева трансформатора определяется согласно [1]:

$$T = \frac{c \cdot G}{\alpha \cdot S}. \qquad (2)$$

При достижении установившейся температуры первое слагаемое в формуле (1) становится равным нулю, а потери становятся равными потерям в номинальном режиме и складываются из потерь холостого хода и короткого замыкания.

В соответствии с формулой (2) при установившейся температуре трансформатора с учетом того, что в номинальном режиме работы трансформатора $\Delta P = P_{XX} + P_{K3}$, уравнение (1) примет вид:

$$(P_{XX} + P_{K3}) \cdot dt = \frac{c \cdot G}{T} \cdot \Delta\Theta \cdot dt,$$

откуда

$$c \cdot G = \frac{(P_{XX} + P_{K3}) \cdot T}{\Theta_{\infty н}}, \qquad (3)$$

где P_{XX} – потери холостого хода;

P_{K3} – потери короткого замыкания;

$\Theta_{\infty н}$ – установившаяся температура трансформатора в номинальном режиме.

Используя уравнения (2) и (3) находим $\alpha \cdot S$:

$$\alpha \cdot S = \frac{c \cdot G}{T} = \frac{(P_{XX} + P_{K3})}{\Theta_{\infty н}}. \qquad (4)$$

Учитывая, что G, c, S и α являются постоянными величинами для конкретного трансформатора и, используя формулы (3) и (4), закон сохранения энергии (1) примет вид:

$$dW = \frac{(P_{XX} + P_{K3}) \cdot T}{\Delta\Theta} \cdot d\Theta + \frac{(P_{XX} + P_{K3}) \cdot \Delta\Theta}{\Theta_{\infty н}} \cdot dt \cdot \qquad (5)$$

Слагаемые формулы (5) имеют следующий физический смысл:

- $\frac{(P_{XX} + P_{K3}) \cdot T}{\Delta\Theta} \cdot d\Theta$ – количество аккумулированного тепла в трансформаторе;

$-\dfrac{(P_{XX}+P_{K3})\cdot\Delta\Theta}{\Theta_{\infty н}}\cdot dt$ – количество тепла отдаваемого в окружающую среду.

Потери активной электрической энергия в магнитной системе и обмотках трансформатора выделяются в виде тепла. Как указывалось в начале статьи ввиду сложности тепловых процессов в трансформаторе при их теоретическом анализе приходится обмотку и магнитную систему, представляющие собой сочетание различных материалов, заменять однородными телами. Указанное допущение приводит к увеличению погрешности вычисления тепла выделяемого элементами конструкции трансформатора, т.к. магнитная система при нормальном режиме работы нагревается существенно меньше, чем обмотка рисунки 1 и 2. Места установки датчиков температуры, результаты измерения которых показаны на рисунках 1, 2, приведены на рисунке 3.

С целью уменьшения погрешности расчета потерь активной электроэнергии для сухого трансформатора следует разделить потери, выделяемые в магнитной системе и обмотке и тогда выражение (5) примет вид:

$$dW=\frac{P_{XX}\cdot T_{XX}}{\Delta\Theta_{XX}}\cdot d\Theta_{XX}+\frac{P_{K3}\cdot T_{K3}}{\Delta\Theta_{K3}}\cdot d\Theta_{K3}+\left(\frac{P_{XX}\cdot\Delta\Theta_{XX}}{\Theta_{\infty нXX}}+\frac{P_{K3}\cdot\Delta\Theta_{K3}}{\Theta_{\infty нK3}}\right)\cdot dt, \qquad (6)$$

где T_{XX} – постоянная времени нагрева магнитной системы; $\Delta\Theta_{XX}$ – разность между температурой магнитной системы и окружающей среды; $d\Theta_{XX}$ – приращение температуры магнитной системы за интервал времени dt; T_{K3} – постоянная времени нагрева обмотки; $\Delta\Theta_{K3}$ – разность между температурой обмотки и окружающей среды; $d\Theta_{K3}$ – приращение температуры обмотки за интервал времени dt; $\Theta_{\infty нXX}$ – установившаяся температура магнитной системы в номинальном режиме; $\Theta_{\infty нK3}$ – установившаяся температура обмотки в номинальном режиме.

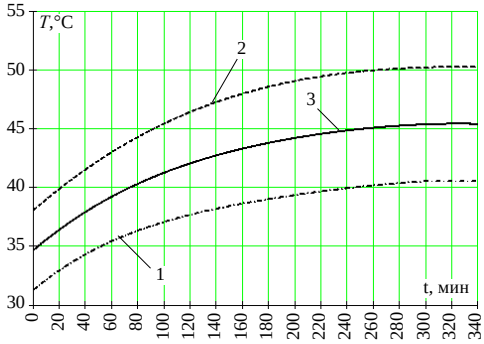


Рис. 1. График изменения температуры обмотки от времени: 1, 2 – аппроксимированные данные, полученные с датчиков температуры 5 и 6 (рис. 3) соответственно; 3 – среднее значение температуры

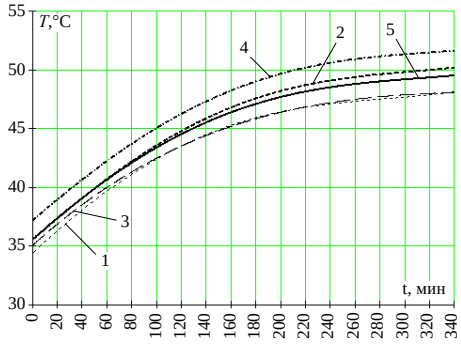


Рис. 2. График изменения температуры магнитной системы от времени: 1 - 4 – аппроксимированные данные, полученные с датчиков температуры 1 – 4 (рис. 3); 5 – среднее значение температуры

Слагаемые формулы (6) имеют такой же физический смысл, что и слагаемые формулы (5).

С целью проверки работоспособности выражения (6) был проведен эксперимент на однофазном сухом трансформаторе с использованием измерительного оборудования, прошедшего метрологическую поверку. Датчики температуры трансформатора были закреплены на магнитной системе и обмотке, также был предусмотрен датчик для измерения температуры окружающей среды вблизи трансформатора. Места установки датчиков температуры соответствовали местам показанным на рисунке 3.

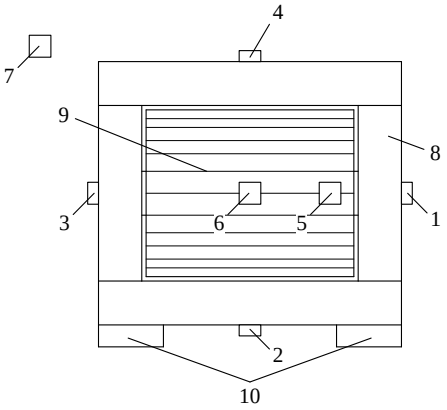


Рис. 3. Места установки датчиков температуры на однофазном сухом трансформаторе: 1 - 4 – датчики температуры закрепленные на магнитной системе трансформатора; 5, 6 - датчики температуры закрепленные на обмотке трансформатора; 7 - датчик температуры для измерения температуры окружающей среды; 8 – магнитная система; 9 – обмотка; 10 – основания трансформатора

График погрешности вычисления потерь активной электроэнергии в трансформаторе по формуле (6) в сравнении с действительными (измеренными) потерями приведен на рисунке 4. Среднее значение величины погрешности вычисления потерь активной электроэнергии в трансформаторе за период измерения составило 9,2 %.

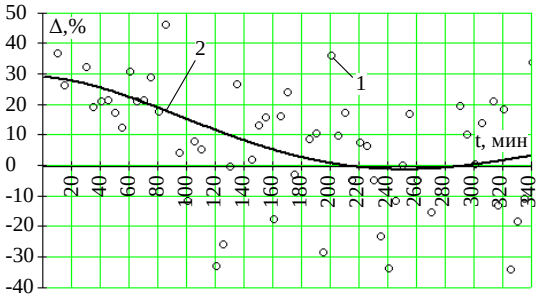


Рис. 4. График погрешности вычисления потерь активной электроэнергии в трансформаторе от времени: 1 – вычисленные значения; 2 – аппроксимация вычисленных значений полиномом 4-го порядка

Формула (6) справедлива, как указывалось выше, для номинального режима трансформатора, т.к. потери ХХ и КЗ приняты неизменными. В действительности при реальных нагрузках загрузка трансформатора изменяется, вследствие чего изменяется величина потерь. В связи с этим при определении потерь электроэнергии необходимо находить потерю мощности в трансформаторе на каждом i-ом промежутке времени dt. Решение дифференциального уравнения (1) для таких интервалов имеет вид:

$$\Theta_{i+1} = \Theta_i \cdot e^{-\frac{dt}{T}} + \Theta_\infty \left(1 - e^{-\frac{dt}{T}}\right), \qquad (7)$$

где Θ_i – температура отдельного элемента трансформатора;

Θ_{i+1} – температура отдельного элемента трансформатора в конце интервала dt;

Из выражения (7) можно определить Θ_∞:

$$\Theta_\infty = \frac{\Theta_{i+1} - \Theta_i \cdot e^{-\frac{dt}{T}}}{1 - e^{-\frac{dt}{T}}}, \qquad (8)$$

одновременно

$$\Theta_{\infty} = \frac{\Delta P}{\alpha \cdot S}. \qquad (9)$$

Из формулы (9) может быть заранее найдена величина

$$\alpha \cdot S = \frac{\Delta P_{н}}{\Theta_{\infty н}}, \qquad (10)$$

для каждого элемента трансформатора по экспериментальным либо расчетным значениям потерь $\Delta P_{н}$ и установившейся температуры $\Theta_{\infty н}$. Величина $\alpha \cdot S$ является неизменной для каждого элемента конструкции трансформатора.

На основании выражения (9) с учетом (8) и (10) можно вычислить потери мощности для каждого элемента конструкции за время dt:

$$\Delta P_{i+1} = \frac{\Theta_{i+1} - \Theta_{i} \cdot e^{-\frac{dt}{T}}}{1 - e^{-\frac{dt}{T}}} \cdot \left(\frac{\Delta P_{н}}{\Theta_{\infty н}} \right).$$

Суммарные потери активной мощности в трансформаторе за время dt складываются из потерь в каждом n-ом элементе трансформатора:

$$P = \sum_{n=1}^{k} P_{n}.$$

Потери электрической энергии за время dt:

$$W = P \cdot dt.$$

Суммирование потерь за каждый интервал времени дает общие потери в трансформаторе за искомый интервал времени при любом графике нагрузки.

Выводы.

1. Сущность предлагаемого способа определения потерь активной электроэнергии в масляном трансформаторе заключается в том, чтоизмеряется температура трансформатора и окружающей среды и через интервалы времени измерения равные на два, три порядка меньше тепловой постоянной времени, вычисляется приращение температуры трансформатора, определяется разность между температурой трансформатора и окружающей средой и потери активной электроэнергии в трансформаторе вычисляются по формуле (5).

2. Сущность предлагаемого способа определения потерь активной электроэнергии в сухом трансформаторе заключается в том, чтоизмеряется температура магнитной системы, обмотки и окружающей среды и через интервалы времени измерения равные на два, три порядка меньше тепловой постоянной времени трансформатора, вычисляются приращения температур магнитной системы и обмотки, определяются разности между температурами магнитной среды, обмотки и окружающей средой. Потери активной электроэнергии в трансформаторе вычисляются по формуле (6).

3. При неравномерном графике нагрузки целесообразно рассчитывать потери электроэнергии в каждом элементе конструкции трансформатора отдельно с учетом расчетной установившейся температуры для каждого режима загрузки трансформатора и неизменных конструктивных параметров его элементов. Такое решение учитывает потери в обмотках, в магнитной системе, от высших гармоник тока и напряжения, от несимметрии нагрузки.

4. Формула (5 и 6) позволяют учесть все потери активной электроэнергии, выделяющиеся в трансформаторе в виде тепла. Среднее значение величины погрешности вычисления по формуле (6) за время эксперимента составило 9,3 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Петров Г.Н. Электрические машины. В 3-х частях. Ч. 1. Введение. Трансформаторы. Учебник для вузов. М.: Энергия, 1974. 240 с.

2. Пат. 2380715 РФ, МПК G 01 R 19/02, G 01 R 11/00. Счетчик потерь электроэнергии / В.Ф. Ермаков, Е.С. Балыкин, Е.В. Ермакова, И.В. Зайцева, Ю.М. Решетников; В.Ф. Ермаков. № 2008128966/28; заявл. 15.07.2008; опубл. 27.01.2010.

ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ, ГЕОРАДИОЛАКАЦИОННЫЙ И ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ ГРУНТОВОЙ ПЛОТНЫ, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ГИДРОУЛА

З.А. Панькина
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, факультет гидроэнергетический, кафедра ГГЭЭС

Если верить статистике, то ежегодно в мире происходят повреждения, отказы и аварии примерно на 4-5% плотин всех типов. Порядка 70-75% этих событий связано с грунтовыми плотинами и основаниями [1].

Грунтовая плотина является важнейшей частью гидроэлектростанций, так как благодаря своей протяженности создает большую часть напорного фронта. Крупные аварии на грунтовой плотине могут привести не только к выводу целой станции из энергосистемы, но и многочисленным жертвам средисотрудников и местных жителей.

В основном контроль за состоянием грунтовой плотины ведется за счет контрольно-измерительной аппаратуры заложенной в тело плотины, в период строительства, а так же по средством визуального мониторинга. Применение современных методов неразрушающего контроля позволяют не только предотвратить аварии и поломки на плотине, но и существенно сэкономить денежные затраты на ремонт.

Рассмотрим один из методов, а точнее геоэлектрический мониторинг. Такой вид исследования плотины, так же как и георадиолокация, относятся к системам геофизического мониторинга, который чаще всего применяется только при изысканиях. Под определением "геофизического мониторинга" понимается система измерений, периодически проводимых с помощью фиксированной сети максимально стабилизированных датчиков. Но и уже на эксплуатируемом сооружении можно так же воспользоваться одним из методов геоэлектрического контроля. Например электротомографией. Электротомография - это технология сбора и обработки данных, направленная на изучение сред с двумерными неоднородностями удельного электрического сопротивления [2]. Как известно, в случае развития фильтрационных процессов в теле каменно-набросной плотины возникнет аномальное естественное электрическое поле [3;4], а так же изменятся параметры грунта, уложенного в тело плотины. С помощью данного метода можно отследить поведение фильтрационных вод не только на депрессионной кривой, но так же и обнаружить чрезмерную фильтрацию в основании плотины. Данный вид мониторинга желательно вести постоянно.

Полную картину о состоянии уложенного грунта, поможет раскрыть георадиолокационный мониторинг, который подразумевает георадарное обследование. Технический анализ прохождения излучаемых георадаром электромагнитных волн сквозь земную толщу позволяет посредством данного метода видеть грунтовую плотину вглубь до основания. При помощи специального программного комплекса GEOSCAN можно получить временной георадиолокационный разрез (рис. 1), на котором, в результате обработки можно будет увидеть все слои грунта.

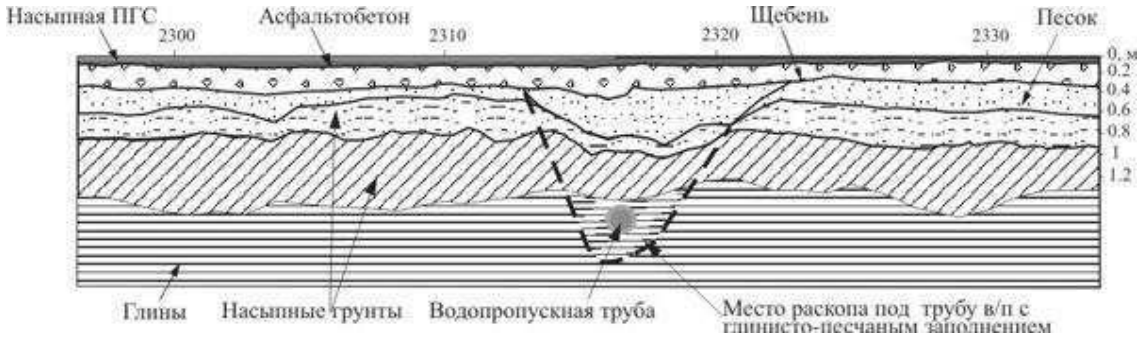


Рис.1. Георадиолокационый временной разрез.

Но это далеко не все возможности георадарного мониторинга. При помощи некоторых программных комплексов, на основе полученных данных можно выстроить 3D модель исследуемого участка (рис. 2). Представление результатов детальных исследований в виде 3D модели геологической среды позволяет существенно уточнить и наглядно представить взаимоотношения между слоями грунтовой плотины[5].

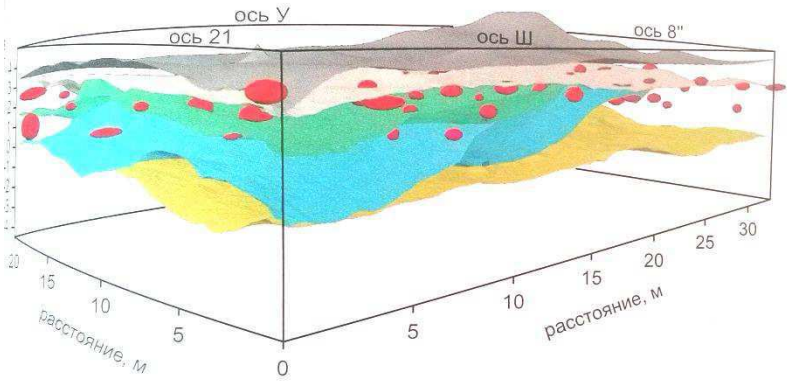


Рис.2. 3D модель построенная по результатам георадиолокационного мониторинга.

Но контроль на грунтовой плотине необходим не только внутри, но и на поверхности. Так например контроль за бетонными креплениями откосов грунтовой плотины можно осуществлять при помощи тепловизора.

Откос грунтовой плотины с бетонным креплением представляет собой двухслойную композицию, где от состояния бетонного крепления зависит целостность грунтовых насыпей. Состояние откоса может контролироваться визуальным методом (осмотром на наличие трещин и повреждений), иссле-дованием выбуренных кернов (осмотр повреждений, вызванных волновыми воздействиями; последствиями замерзания – оттаивания грунта), а так же не-разрушающим методом контроля непосредственно за состоянием бетона (с использованием склерометров).[6]

Но не один метод не позволяет в целом рассмотреть состояние этой двухслойной композиции. Выбуривание кернов нельзя применить по всему периметру, так как это нарушит целостность тела плотины, а следовательно разрушение в какой либо точке можно не заметить. Визуальный метод даст возможность понять только состояние поверхности бетона, а склерометр может определить лишь прочность бетона.

Естественная просадка грунта из – за уплотнения при увлажнении (бетонные плиты бывают не герметичны) и волновых воздействий приводит к образованию зазоров и полостей между бетонными плитами и грунтом. В следствии этого провисшие над грунтом плиты будут разрушаться, оголяя тело плотины, которое будет размываться водой. Такие процессы могут привести к разрушению грунтовой плотины и аварии на сооружении.[6]

При помощи тепловизора в жаркие дни можно выявить полости между грунтом и бетонной поверхностью. Бетон является хорошим теплопроводным материалом, и нагреваясь в жаркую погоду, будет отдавать тепло поверхности грунта, а в местах полостей он будет остывать значительно медленнее. Это и можно заметить на термограмме (рис. 3)

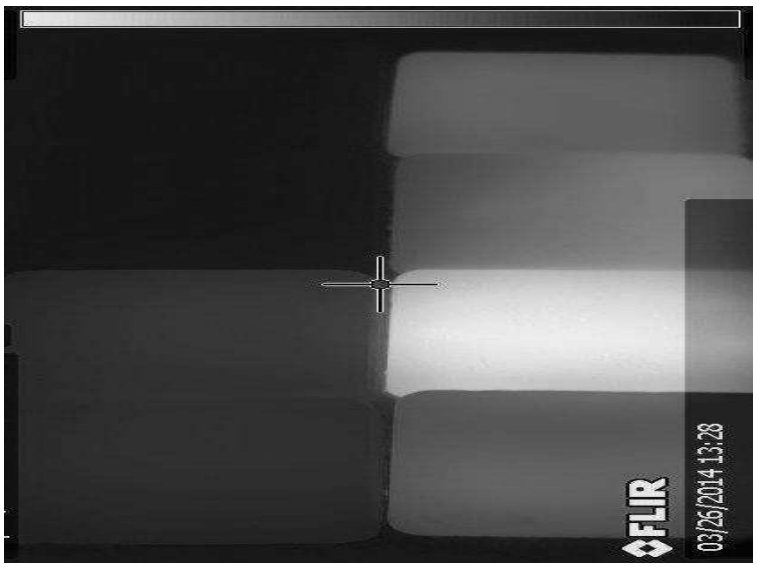


Рис. 3. Термограмма тепловизионных испытаний.

При помощи программы Femtoscan можно преобразовать цветовую гамму и выделить более точную площадь дефекта. На рисунке 4 приведена обработанная термограмма тепловизионных испытаний.

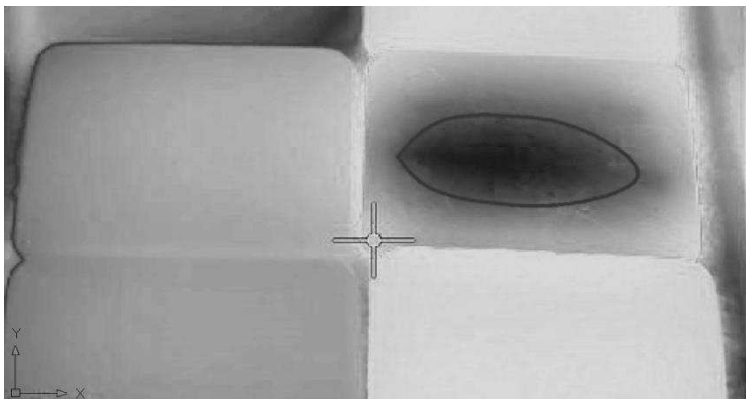


Рис.4. Преобразованная термограмма испытаний

ВЫВОД:

Применение новых методов мониторинга для контроля состояния грунтовой плотины позволят сэкономить денежные затраты на ремонт или восстановление сооружений, вовремя выявив изъян на сооружении. Данные методы мониторинга дают практически полную картину за наблюдаемым объектом и привлекательны своей относительно невысокой стоимостью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Белендир Е.Н, Липовецкая Т.Ф, РадченкоВ.Г, Сапегин Д.Д. Рекомендации российских нормативных документов по обеспечению надежности грунтовых плотин // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. 2000 . № 238. С 5-14.
2. Козлов О.В, Павлова А.М. Геоэлектрический мониторинг каменно-набросной плотины Богучанской ГЭС методом электротомографии// Инженерные изыскания. 2013. №12. С 40-47
3. Семенов А.С. Электроразведка методом естественного электрического поля. Л.: Недра. 1980. 446с.
4. Boleve A., Revil A., Janod F., Mattiuzzo J.L.,Fry J. Preferential fluid flow pathways in embankment dams imaged by self-potential tomography// Near Surface Geophysics. 2009. №5. P. 447-462.
5. Савин В.А, Артюгин А.И, Лаломов Д.А. Построение 3D модели инженерно-геологической среды по данным георадиолокации// Инженерные изыскания. 2012. №9. С 33-39.

6. Штенгель В.Г, Недялков В.С. Тепловизионное обследование железобетонных плит крепления откосов грунтовых гидротехнических сооружений// Инженерно-строительный журнал. 2011г. №7. С 26-32.

Научный руководитель: Е. Ю. Затеева, к.т.н., доцент, Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета.

ОЦЕНКА ПРЕДЕЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ПО ЛЭП С ПОМОЩЬЮ СМПР

Д.С. Савченко
Национальный исследовательский Томский Политехнический
Университет Энергетический институт

В настоящее время контроль и нормирование запасов статической устойчивости осуществляется в соответствии с методологическими указаниями по устойчивости энергосистем [2].

Определение предельных перетоков активной мощности по ЛЭП осуществляется путем утяжеления установившегося режима, которое заключается в последовательном увеличении перетока мощности в контролируемых сечениях по заданной траектории, далее по полученным значениям предельного перетока рассчитываются допустимые перетоки по условиям статической апериодической устойчивости.

Данные расчеты не могут учесть всю совокупность возможных схемно-режимных ситуаций. Поэтому для повышения надежности функционирования ЭЭС предъявляются завышенные требования к запасам статической устойчивости, что приводит к снижению экономических показателей функционирования энергосистемы.

Принципиально новым подходом к ведению режима ЭЭС по предельным перетокам, протекающим по ЛЭП, является оценка тяжести режима работы ЛЭП в режиме реального времени на основе использования информации от систем мониторинга переходных режимов (СМПР).

СМПР (WideAreaMeasuringSystems, или WAMS) представляет собой технологию синхронизированной векторной регистрации параметров электрического режима.

В качестве устройств, для регистрации параметров, используются многофункциональные измерительные преобразователи МИП-02 и Arbiter1133a.

Регистратор обеспечивает запись в архивы информации с привязкой к астрономическому времени следующих электрических параметров, поступающих с преобразователей:

- метка времени;
- фазные напряжения;
- линейные напряжения (пофазно).
- фазные токи;
- коэффициент мощности (пофазно);
- активная мощность (пофазно);
- суммарная активная мощность;
- реактивная мощность (пофазно);
- суммарная реактивная мощность;
- полная мощность (пофазно);
- суммарная полная мощность.

Метрологические характеристики каналов измерения напряжения, тока и мощности определяются характеристиками многофункционального измерительного преобразователя МИП-02 и Arbiter1133a, входящего в состав комплекса регистратора.

МИП-02, Arbiter1133a представляет собой функционально и конструктивно законченный прибор, подключаемый непосредственно к трансформаторам тока и напряжения (ТТ и ТН). В основном конструктивном исполнении устройство имеет вид плоского блока формата "Евромеханика 19" для установки в соответствующий шкаф. Для автономной установки измерительных преобразователей может использоваться монтажный комплект. Обмен данными МИП-02, Arbiter1133a с сервером сбора производится по сети Ethernet 10/100 Мбит и протоколу МЭК 60870-5-104. Регистратор обладает следующими метрологическими характеристиками:

1. Предел допускаемой основной относительной погрешности:

- измерения напряжения - +0,15 %;
- измерения силы тока - +0,2 %;
- измерения активной мощности - +0,2 %.

2. Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты ±0,001 Гц.

3. Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения угла вектора напряжения между синусоидой напряжения сети и синусоидой 50 Гц, привязанной к астрономическому времени ±0,1 Л.

В целях удобства работы с регистратором компанией "РТСофт" разработано разнообразное сервисное программное обеспечение:

- программа конвертации Convertor обеспечивает возможность преобразования файлов данных, записанных во внутреннем формате, в форматы csv и Comtrade, а также предоставляет функцию дорасчета вычисляемых величин на основе измерений МИП-02, Arbiter1133a;
- программа Graph_SmartWAMS предоставляет простой и удобный способ построения различных графиков из архивных файлов, позволяет проводить сравнение поведения различных параметров ЕЭС на разных объектах.

Высокая точность измерений, надежность и простота в эксплуатации делают регистратор параметров переходных режимов SMART-WAMS удобным инструментом для наблюдения за поведением ЕЭС и дают возможность эффективно использовать его на объектах электроэнергетической отрасли [3].

Как известно, в самом простом случае, предельный переток по ЛЭП определяется для двухмашинной энергосистемы (см. рис. 1), следующим соотношением

$$P = \frac{EU}{x} \cdot \sin \delta^{\circ}. \qquad (1)$$

E - синхронная ЭДС генератора

U - напряжение энергосистемы

X - эквивалентное сопротивление ЛЭП

δ - предельный угол передаваемой мощности

Предельный переток по ЛЭП будет соответствовать углу, равному 90 град. Это позволяет для данных схем производить оценку предельного перетока путем синхронизированного измерения значений углов по концам ЛЭП. К схемам двухмашинного эквивалента можно привести межсистемные ЛЭП, с заданными значениями напряжения по концам ЛЭП. На рисунке 1 приведена схема двухмашинной ЭЭС.

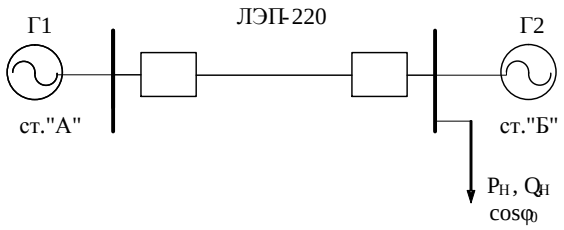


Рис.1. Схема исследуемой двухмашинной энергосистемы

Произвели определение предельных режимов для данной схемы путем проведения утяжеления в программе Rastrwin при различных значениях сопротивления ЛЭП. В таблице №1 приведены результаты расчетов.

Таблица №1 – Результаты расчета

U1	U2	P	X	Угол
220	220	1450	32	90
		850	64	91
		600	96	89

Как видно из таблицы №1, при изменении сопротивления ЛЭП происходит изменение значения предельного перетока, однако при этом сохраняется предельное значение угла между векторами напряжений. Близость угла к значению 90 градусов будет определятся близостью рассматриваемой схемы, к схеме двухмашинного эквивалента.

Появление промежуточной нагрузки, изменение значений напряжений на шинах и ряд других факторов будет приводить к отклонению предельного значения угла от значения 90 град. [1], что требует проведения дополнительных исследований с целью корректировки предельных значений углов по концам ЛЭП или использования дополнительной информации, регистрируемой СМПР.

Таким образом, проведенные исследования показали практическую возможность оценки предельных перетоков мощности по межсистемным ЛЭП, близких по своей структуре к схеме двухмашинного эквивалента в режиме реального времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М.:Энергия,1979.С. 17.
2. Методологические указания по устойчивости энергосистем. М.:НЦ ЭНАС, 2004. 21с.
3. Нестерова А.В. Семенова Т.И. Регистраторы параметров переходных режимов на российском энергетическом рынке//ЭнергоРынок.2007.№10. С. 34-37.

Научный руководитель: И.М. Кац, к.т.н., доцент кафедры электрических сетей и электротехники НИ ТПУ ЭНИН.

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОСИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

А.А. Новкунский, А.В. Хорохов, А.С. Кузнецов
ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники им. Б.Е. Веденеева», Санкт-Петербург

В настоящее время устойчивой мировой тенденцией в области эксплуатации любого технологического оборудования является применение его обслуживания по фактическому состоянию (ОФС). Данный метод позволяет повысить эффективность эксплуатации оборудования, увеличить его ресурс, уменьшить объемы обслуживания и ремонтов, снизить риск аварий и отказов оборудования.

В гидроэнергетике обслуживание основного оборудования ГЭС осуществляется преимущественно по регламенту проведения планово-предупредительных ремонтов, четко установленному нормативными актами. Однако, существует значительный потенциал по увеличению эффективности планирования и проведения ремонтов, даже в рамках существующих норм, но с учетом реального состояния машин, и постепенного, но методичного перевода действующих гидроагрегатов на ОФС в целях повышения экономичности эксплуатации и одновременного увеличения их ресурса, а значит и надежности.

Ключевым вопросом, необходимым для успешного выполнения обозначенной задачи, является оснащение ГЭС и энергосистем средствами эффективной и достоверной оценки технического состояния оборудования.

Особо стоит отметить необходимость учета неблагоприятных режимов работы гидроагрегатов и важность диагностики соответствующих дефектов эксплуатации. Опыт показывает, что значительная часть отказов и даже аварий на оборудовании приходится на режимы с повышенными пульсациями водяного потока, развитой кавитацией или вихревым жгутом за рабочим колесом [1]. Даже кратковременное, но относительно частое пребывание машины в подобных условиях способствует накоплению усталостных напряжений в конструкциях и может приводить к необратимым изменениям технического состояния узлов с неизбежным снижением их ресурса.

В современных системах мониторинга и технической диагностики гидроагрегатов - электромеханического оборудования роторного типа, наиболее значимая роль отводится вибрационному методу [2, 3], как наиболее информативному и эффективному по соотношению затраты-результаты. Безусловно, информация о вибрационном состоянии агрегата должна дополняться применением и других методов неразрушающего контроля, включая мониторинг температурного и электромагнитного состояния, контроль параметров смазки, параметров рабочего процесса машины и др.

Кроме того, для формирования наиболее полной и достоверной картины о реальном техническом состоянии сложного и ответственного гидросилового оборудования необходимо располагать не только оперативными данными мониторинга, но и исчерпывающей ретроспективной информацией с результатами всех ремонтов, обследований и испытаний, проводимых на гидроагрегате.

Большой парк различного по типу и конструкции гидросилового оборудования, находящегося в эксплуатации у генерирующих компаний, высокая стоимость и ответственность активов, подлежащих контролю и оценке состояния, огромные объемы различной информации, характеризующей техническое состояние машин, динамичность рабочих процессов, а значит и высокая скорость развития возможных дефектов – все это существенно усложняет задачу повышения надежности, безопасности и эффективности эксплуатации гидроагрегатов и требует разработки и внедрения соответствующих современных информационных систем.

Решение этих вопросов для крупных гидрогенерирующих компаний, таких как ОАО «РусГидро», предлагается реализовать с помощью информационно-аналитической системы (ИАС) оценки и прогнозирования технического состояния гидросилового оборудования ГЭС, разрабатываемой в ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева».

Проект проработан на уровне концептуальных решений и прототипов, и подразумевается его дальнейшая разработка и пилотное внедрение на ГЭС. Предлагаемая система относится к новым методам в области эксплуатации сложного и ответственного гидроэнергетического оборудования, и направлена на обеспечение и повышение надежности, готовности и безопасности эксплуатации гидроагрегатов.

В разрабатываемой системе оценка технического состояния оборудования формируется на основе расчетно-экспертного анализа сочетания следующей информации по активам:

а) исходных данных, отражающих конструктивные и эксплуатационные особенности и параметры оборудования;

б) фактических данных о состоянии оборудования, регистрируемых по результатам испытаний, обследований и ремонтов;

в) оперативных данных мониторинга и диагностики состояния оборудования;

г) прогнозных данных об уровне износа узлов и деталей оборудования.

Система оценки и прогнозирования является информационно-аналитической и не предполагает использование для управления оборудованием в оперативном режиме.

На основании данных, предоставляемых пользователю системой, анализируется и оценивается техническое состояние основного оборудования, формируются заключения о надежности его функционирования и оптимизируются решения по срокам и объемам технического обслуживания, ремонтов, реконструкций и технического перевооружения оборудования на протяжении его жизненного цикла в целях обеспечения его надежного и безопасного функционирования с одновременным повышением технико-экономической эффективности его эксплуатации.

Одна из особенностей предлагаемой системы заключается в степени детализации объектов оценки и подразумевает анализ технического состояния не только крупных ресурсо-определяющие узлов гидроагрегата, но и более мелких составляющих элементов и технических систем, которые, тем не менее, являются ответственными и необходимыми для нормального функционирования оборудования.

В этих целях для каждого объекта разрабатывается подробная иерархическая структура его элементов, которая служит основой для построения информационной модели оборудования. Она в свою очередь включает в себя как математическую модель гидроагрегата и его элементов, отражающую функциональные взаимосвязи и влияние различных факторов на надежность узлов, необходимую для диагностики и прогнозирования износа оборудования, так и компьютерную 3D модель агрегата, дающую пользователю ИАС наглядное представление об оцениваемом оборудовании.

Для обеспечения оперативного удаленного доступа к техническим данным, представляемым с помощью информационных моделей оцениваемого гидросилового оборудования компании, разрабатывается специальный программный комплекс системы, пример интерфейса которого показан на рис. 1. Он будет выполнять обработку поступающих данных и расчеты прогнозов, отображать, сохранять и передавать необходимую информацию в числовом, текстовом и графическом виде, обеспечивая ее удобный поиск и консолидацию.

Подразумевается использование, как собственных технических и информационных ресурсов разрабатываемой системы, так и ресурсов других применяемых в компании информационных систем, с которыми она будет интегрироваться. При этом все технические данные, необходимые для анализа, будут поступать в программный комплекс ИАС в автоматическом, полуавтоматическом или ручном режиме и накапливаться в ее базах данных.

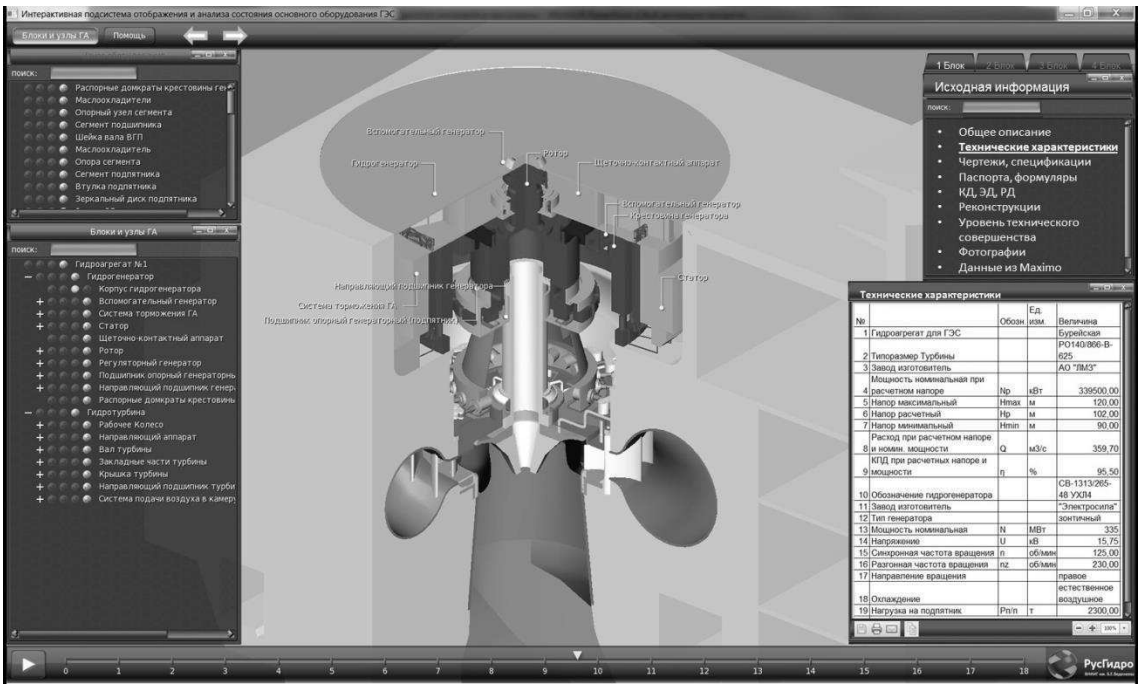


Рис.1. Прототип интерфейса ИАС с цифровой моделью гидроагрегата

В информационно-аналитической системе техническое состояние гидроагрегата в целом и его составляющих узлов предполагается оценивать по условной величине износа, эквивалентной деградации оборудования от его простоя или от работы на самом благоприятном режиме, выраженной в часах наработки или в процентах доли фактической наработки от общего первоначального ресурса, задаваемого для данного вида оборудования.

При этом под износом понимается не только изменение размеров, формы, массы технического объекта или состояния его поверхности, но и потеря первоначальных качеств объекта, постепенное разрушение конструкций, старение оборудования в процессе производственного использования, т.е. его деградация.

Структурно ИАС будет состоять из четырех основных информационных блоков, на основе которых выполняется расчетно-экспертный анализ данных и формируется оценка технического состояния оборудования.

1 информационный блок – исходная конструкторская документация по оцениваемому основному оборудованию ГЭС. Включает подробные чертежи, паспорта, формуляры, характеристики (и т.д.) оборудования и его узлов. Данная информация необходима для формирования целостного представления о конструкции и особенностях рассматриваемого оборудования и является основой для анализа технического состояния оборудования.

2 информационный блок - данные о ремонтах или реконструкциях оборудования, наладочных и экспериментальных работах, инструментальных обследованиях. На основе имеющейся в базе данных отчетной документации, применяя набор критериев и показателей, разработанный в соответствии с действующими нормативами и стандартами [4], формируется оценка технического состояния деталей и узлов оборудования, актуальная и достоверная на момент проведения соответствующих ремонтов или обследований.

Система может предоставлять пользователю как развернутую и подробную информацию о техническом состоянии объектов оценки, с указанием всех доступных параметров и данных по узлам и деталям, так и интегральную оценку. Для наглядности и удобства использования предлагается использовать цветовую интерпретацию оценок состояния оборудования и его узлов - т.н. «семафорную» модель.

3 информационный блок - оперативные данные о состоянии оборудования. Блок содержит данные мониторинга, информацию по отказам и дефектам, внеплановым обследованиям, регулярным обходам и осмотрам основного оборудования. Включает информацию из суточных ведомостей ГЭС, характеризующую режимы работы оборудования.

Если оборудование оснащено системами мониторинга или диагностики, то в ИАС в автоматическом режиме должны регулярно поступать и обрабатываться данные, содержащие т.н. диагностические параметры, которые формируются на основе измеренных данных состояния (температура, вибрация и др.) оборудования, получаемых от автоматизированных систем в одностороннем порядке.

4 информационный блок - прогнозная информация по уровню износа узлов и деталей оборудования, формируемая расчетным путем по специально разработанной методике. Учитывая ряд обстоятельств и трудностей, связанных с непосредственным визуально-инструментальным контролем и оценкой технического состояния гидроэнергетического оборудования, разрабатывается и предлагается к внедрению расчетный способ прогнозирования состояния оборудования, который бы связывал износ всех ответственных узлов и деталей гидроагрегата с его наработкой на различных режимах эксплуатации.

Для учета влияния режимов работы оборудования в каждом конкретном случае анализируются возможные процессы разрушающего действия, рабочие и эксплуатационные характеристики гидроагрегата, а также данные вибрационных измерений, и выделяются рабочие зоны с различной степенью воздействия на износ узлов и деталей. Каждому разрушающему процессу в зависимости от режима работы агрегата присваиваются определенные коэффициенты, характеризующие интенсивность износа оборудования, а затем эти показатели корректируются для каждого узла агрегата с учетом различной степени влияния процессов на составляющие элементы оборудования. Подобный подход с использованием величин интенсивности сработки ресурса рассматривался в [5].

Исходной для расчетов является информация из трех вышеперечисленных блоков данных, включая, прежде всего данные об условиях эксплуатации оборудования и режимах его работы. Результатом расчета является прогнозная величина уровня износа узлов и деталей оборудования, полученного от работы на определенных режимах – как фактических, так и предполагаемых в будущем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предусматриваемый функционал системы может использоваться для решения целого ряда актуальных задач эксплуатации и обслуживания гидросилового оборудования ГЭС, а уже выполненный значительный задел по данному проекту дает уверенность в его завершении в ближайшее время. Но для возможности промышленного использования необходима дальнейшая разработка системы с учетом требований и пожеланий заказчика, последующее пилотное внедрение, верификация методики и отладка системы на конкретном объекте гидроэнергетики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Справочник по гидротурбинам / [В. Б. Андреев [и др.] ; под общ.ред. Н. Н. Ковалева. - Ленинград : Машиностроение, 1984, 495 с.
2. Баркова Н.А. Введение в виброакустическую диагностику роторных машин и оборудования: Учеб. пособие. СПб.: СЕВЗАПУЧЦЕНТР, 2013, 160 с.
3. Владиславлев Л.А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций / Москва : Энергия, 1972, 175 с.
4. СТО 17330282.27.140.001-2006. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций.
5. Григорьев В.И. Определение ресурса работы гидроагрегатов и интенсивности его сработки на различных режимах эксплуатации гидроэнергетических установок / Гидротехническое строительство : Ежемес. науч.- техн. журн .— Москва., 2003 .— №6 .— С. 12-16: ил .

МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА ПРОСЕК ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПОСРЕДСТВОМ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ

Н.Э. Вайсблат, К.В. Иконникова, И.С. Перемитин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В последние годы крупнейшие энергетические компании уделяют все более пристальное внимание качеству предоставляемых ими услуг. Одним из определяющих факторов бесперебойной поставки электроэнергии является расчищенные в соответствии с нормативами просеки воздушных линий электропередач. В связи со стремительным развитием геоинформационных технологий появилась возможность оперативного мониторинга высоковольтных линий с учетом основополагающих технических характеристик.

В связи с тем, что активы энергетических компаний (в первую очередь электросетевых) характеризуются географической распределенностью, в деятельности предприятия существует большое количество технологических задач для планирования и управления которыми необходимо провести пространственный анализ взаиморасположения и связи объектов. Это такие бизнес-процессы как: управление имуществом, проектирование новых объектов, планирование технического обслуживания, контроль растительности, эксплуатация линий электропередачи и подстанций, обслуживание клиентов [1].

Геоинформационные системы оперируют большими массивами пространственных данных и часто выполняют сложные вычисления. При этом ГИС являются интерактивными системами с быстрым откликом на запрос пользователя. Положительные стороны ГИС заключаются в характеристиках, представленных на рис.1.

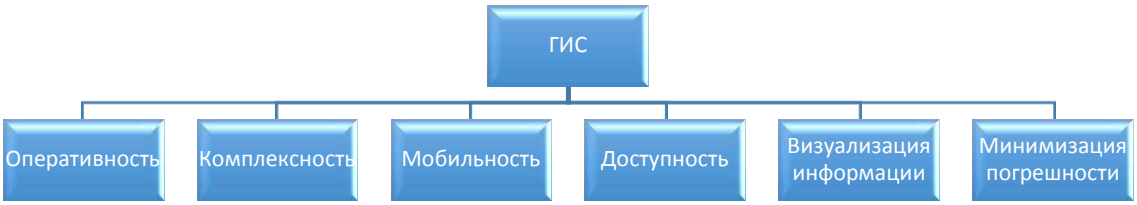


Рис.1. Преимущества ГИС при мониторинге объектов энергетики

Технология геоинформационных систем (ГИС) зародилась несколько десятков лет назад, еще до появления популярных ныне web-карт и автонавигационных систем, также предоставляющих географическую информацию и сервис на ее основе. Суть ГИС-технологии состоит в переводе традиционных карт на компьютерную основу, что позволяет преобразовать их из статичных изображений в средство анализа реальных процессов и явлений, учета и управления отображаемыми объектами [2]. Это возможно потому, что ГИС извлекают из картографического изображения информацию об отдельных объектах местности и сохраняют ее в таблицах, становясь, таким образом, продолжением и развитием технологии баз данных.

Сегодня ГИС это гораздо больше, чем “карты в компьютере”. Это средство управления, коммуникации, анализа, интеграции данных и поддержки разнообразных бизнес-процессов. Инфраструктура энергетических компаний характеризуется значительной пространственной протяженностью. Элементы сетей, генерирующие, распределительные и другие объекты связаны друг с другом. Они взаимодействуют со своим окружением; изменяют состояние; добавляются, заменяются и ремонтируются в процессе эксплуатации. Все это можно смоделировать в ГИС (но весьма трудно в обычных базах данных и совсем нельзя на обычных картах) [3]. Таким образом, мы получаем детальную, точную и актуальную модель хозяйства энергетической компании и его окружения.

Посредством ГИС возможна визуализация следующих объектов:

- подстанции;
- линии электропередач;
- охранные зоны и просеки воздушных линий электропередач;
- лесные массивы, произрастающие в зоне прохождения ЛЭП;
- склады аварийного резерва;
- транспортная сеть от склада аварийного резерва до мест повышенного риска возникновения аварии;
- структурные подразделения электросетевой компании.

Таким образом, можно сделать вывод, что ГИС успешно внедряются в энергетические компании по всему миру и становятся неотъемлемой частью при обнаружении и устранении аварийных ситуаций. Однако, проблеме неконтролируемого зарастания просек под ВЛ в России (которая существует уже не первый год) не уделяется особого внимания [4]. Не создано системы для мониторинга состояния просек ЛЭП и предотвращения возникновения аварийных ситуаций.

Для разработки электронной базы данных мониторинга и диагностики состояния воздушных просек линий электропередач в первую очередь необходимо собрать всю необходимую информацию, в том числе геодезическое обоснование проекта. На примере геоинформационной системы QuantumGIS и объекта ЛЭП (3540) ВЛ-35кВ нами был создан наглядный пример электронной базы данных для мониторинга просек выбранного объекта электросетевого хозяйства.

Прежде всего, была выбрана геоподложка из доступных встроенных модулей QGIS – спутниковые снимки Bing и OpenStreetMap. При наличии данных геодезической съемки необходимо наложить полученный результат поопорной привязки, и убедится, что съемка была произведена достаточно точно (рисунок 2).

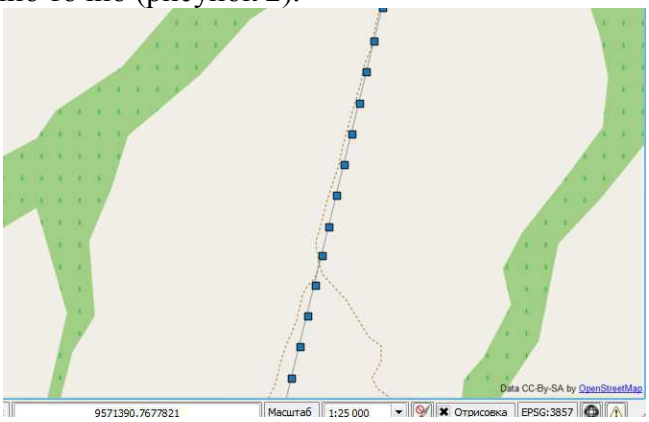


Рис.2. Формирование слоя «pillar» («опоры»), для ЛЭП (3540) ВЛ-35кВ, его наложение на подложку OpenStreetMap

Для удобства обработки и измерения общей протяженности объекта был создан слой «power line» («линия электропередач») путем соединения точек опор (рис. 3).

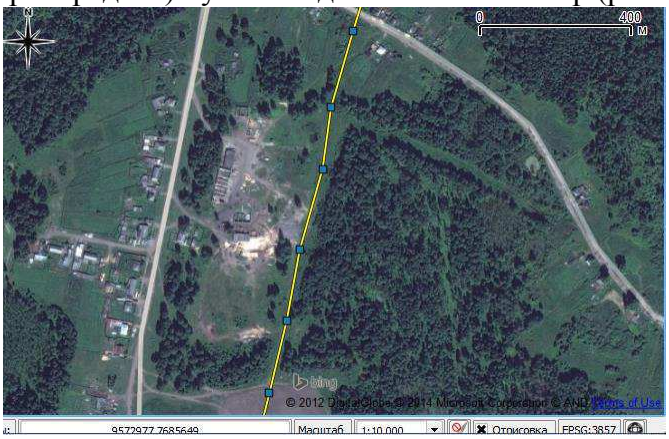


Рис.3. Формирование слоя «powerline» ЛЭП (3540) ВЛ-35кВ

В таблице свойств данному слой задан атрибут «voltage» («вольтаж»), который характеризует напряжение линии (35кВ) и «протяженность».

Следующим шагом было нанесение охранных зон в соответствии с ГОСТ 12.1.051-90. ССБТ [5] (рис. 4). Охранная зона для ВЛ-35кВ установлена в размере 20 метров.



Рис.4. Нанесение охранной зоны ЛЭП (3540) ВЛ-35Кв

После нанесения охранных зон состояла задача в обрисовке лесных массивов (рис. 5) и определении породного состава растительности в зоне прохождения ЛЭП.



Рис.5. Нанесение слоя растительности («forest») в зоне прохождения ЛЭП (3540) ВЛ-35кВ на карту

Далее одновременно включаем слой растительности и охранной зоны, утвержденной нормативными актами. Как можно заметить, в некоторых местах получается наложение одного слоя на другой (рис.6).



Рис.6. Зоны просек ЛЭП (3540) ВЛ-35кВ, нуждающиеся в расчистке

В исследовании данной энергетической линии таких нарушений выявлено 37. Эти области являются зонами повышенного риска – при падении дерева обрыв ЛЭП будет неизбежен. Следовательно, в данных местах необходимо расширить просеку, приведя ее ширину к установленному нормативу.

В результате обнаружения зон наибольшей аварийной опасности был сформирован вспомогательный слой «road» («дороги»), который отображает ближайший маршрут от аварийной базы до места возможного обрыва ЛЭП (рис. 7).



Рис.7. Нанесение дорожной сети подъезда к ЛЭП (3540) ВЛ-35кВ

Таким образом, в результате проведенной работы можно сделать вывод о том, что каждая просека воздушной линии требует своевременного проведения санитарных работ по вырубке деревьев, способных нарушить функционирование линий электропередач. По данным геоинформационных систем можно проводить качественный мониторинг и диагностику состояния просек, которые обеспечат бесперебойное функционирование линий электропередач.

В результате разработки информационной базы данных посредством ГИС на геоинформационную подложку на основании геодезической съемки были нанесены опоры ЛЭП (3540) ВЛ-35кВ. В соответствии с установленными нормативами была нанесена и охранная зона ВЛ. Проведен анализ залесенности просек изучаемого объекта и нанесен соответствующий слой. Сделан вывод о соответствии и нарушении нормативно установленной ширины просек для ВЛ-35, вычислено количество участков, рекомендованных к расчистке. Нанесен вспомогательный слой дорожной сети к местам расчистки.

В использовании системы мониторинга заинтересован следующий круг лиц [4]:

- энергетические компании (исключение аварий на ВЛ, минимизация соответствующих рисков);
- администрации муниципальных образований (возможность контроля недобросовестных поставщиков электроэнергии);
- лесничества (возможность контроля арендованных участков под ВЛ);
- физические лица (возможность получения свободного доступа к составной части информации на сервере).

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сергиенко Д. В. Российский ежемесячный бизнес-журнал «CONNECT! Мир связи», 2012, № 3 [Электронный ресурс]: http://www.connect.ru/article.asp?id=10612
2. Сергиенко Д. В. Автоматизация и управление в технических системах: научно-методический сборник трудов кафедры «Автоматизированные системы управления» Московского автомобильно-дорожного государственного технического университета (МАДИ). – Красноярск: Научно-инновационный центр, 2013. – №4.1(6). – 143 с.

3. Андрианов В.Ю. Российский ежемесячный бизнес-журнал «Рациональное Управление Предприятием», 2010, № 1 [Электронный ресурс]: http://www.remmag.ru/admin/upload
4. Н.Э. Вайсблат, ГИС в качестве инструмента для мониторинга энергетических объектов / Н.Э. Вайсблат, И.С. Перемитин, К.В. Иконникова // проблемы геологии и освоения недр: сборник работ. – Томск, 2014 – С. 597-600.
5. ГОСТ 12.1.051-90. ССБТ. Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000В.

Научный руководитель: К.В. Иконникова, к.х.н., доцент, зав. лаб. «Инновационная электротехника» ЭНИН ТПУ.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТОБРАЖЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ, ПОВЫШАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДИСПЕТЧЕРСКОГО АНАЛИЗА ЭНЕРГОСИСТЕМ

В.А. Данилин,В.И. Полищук
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, кафедра электрических сетей и электротехники

Введение.

В связи с постоянно растущим объемом электрических сетей и числом энергообъектов при ограниченном пространстве средств отображения коллективного пользования (щитов, видеостен), а также необходимостью повышения надежности оперативно-диспетчерского управления появилась тенденция создания все более совершенных систем отображения информации. [1]

В некоторых РДУ (например, Томское РДУ) все еще используются диспетчерские мнемощиты, однако, предпосылки перехода на использование видеостен вполне очевидны:

-увеличение количества объектов контроля и управления операционной зоны диспетчерского

центра, что со временем приводит к пересмотру состава и компоновки формы отображения;

-рост объёма телеметрической информации;

-появление новых задач, которые требуют новых технических решений

Видеостена со специализированным программным обеспечением позволяет повышать осведомленность диспетчерского персонала за счёт более эффективной визуализации параметров функционирования сети и состояния контролируемого оборудования, а также повышать эффективность анализа нештатных и аварийных ситуаций.

Информация для отображения берется из баз данных, обновляемых в реальном времени за счет средств телемеханики, при этом часть информации может быть рассчитана или введена вручную. Современная система отображения информации должна акцентировать внимание диспетчера на аварийные ситуации (визуальное и звуковое сопровождение), обеспечивать возможность иерархического представления информации.

На рисунке 1 приведен один из диспетчерских центров, оснащенный видеостеной. [2]

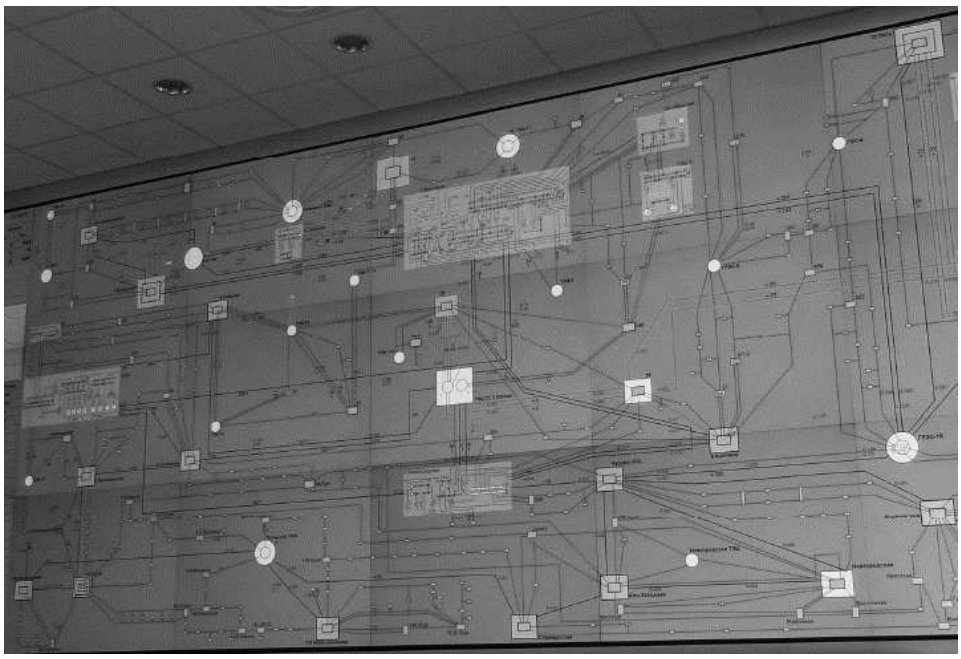


Рис.1. Видеостена диспетчерского центра

В ходе исследований, проведенных в США электроэнергетическим исследовательским институтом США (EPRI) совместно с компанией «Lockheed» было выявлено, что оперативный персонал при используемой технологии отображения информации во многих случаях не в состоянии быстро оценить особенности изменения текущего режима и принять быстрые и корректные решения по предотвращению и устранению аварийной ситуации. Для увеличения эффективности работы оперативного персонала с 2000 г. начались активные работы в области ситуационной визуализации. Было разработано около 10 информационных проектов, большая часть из которых внедрена на пунктах управления ОАО «СО ЕЭС». Одним из таких проектов является ситуационная технология отображения информации, разработанная ООО «Телекон» совместно с Научно-исследовательским институтом электроэнергетики (ОАО «ВНИИЭ» – ОАО «НТЦ электроэнергетики»).

Ситуационная технология отображения требует выделенного динамического пространства (ситуационного экрана). При этом основная часть ситуационного экрана отводится для отображения схемы, состояния режима сети и оборудования, а часть – для раздела общих данных ситуации. Основная задача технологии – значительно повысить скорость оценки оперативной ситуации, что достигается за счет выполнения следующих основных требований:

1. Автоматическое событийное регулирование в реальном времени состава и объема отображаемой информации:

-иерархическое представление информации – по уровню обобщенности и существенности;

-приоритетное отображение динамики событий – существенных коммутационных и параметрических изменений;

-использование ситуационных образов, эффективных методов обобщенного представления. [3]

Для понимания особенностей оперативной ситуации важно получить мгновенное представление как об изменениях схемы сети и состоянии оборудования, так и о существенных изменениях основных параметров режима. Для этого необходима эффективная визуализация широкого спектра событий.

фона изображения

Скорость восприятия данных о текущей ситуации в значительной мере зависит от обоснованности использования цвета, яркости и фона изображения. В частности,

исключается выделение цветом пространства изображения. Основными считаются методы выделения с помощью цветных окантовок, толщины линий, линейных подложек и т.п. Количество используемых цветов ограничивается 6–8. При использовании яркости для четкого различения ограничиваются 3 градациями.

К условиям расположения и видимости относятся рекомендуемые размеры линий и символов мнемосхемы, промежутков между ними, допустимые углы наблюдения и другие существенные параметры.

В отличие от традиционного представления коммутационного состояния сети и оборудования в виде «точечных» символов, формирование распределенных символов позволяет быстро опознать возникшие изменения, сформировать понимание о составе объектов, затронутых нарушением

На рисунке 2 приведен пример индикации коммутационных событий.

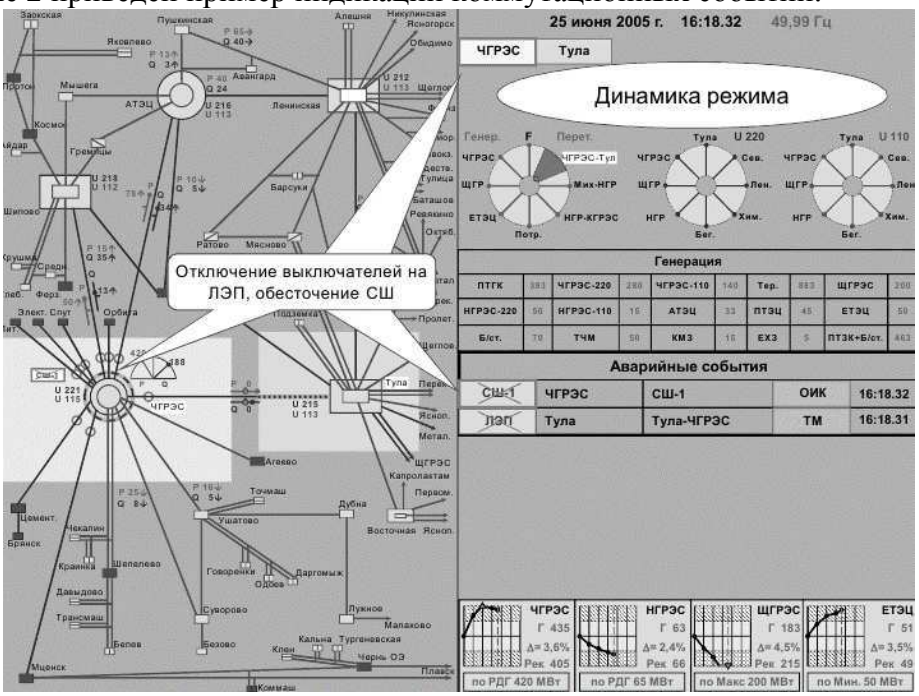


Рис.2. Пример отображения коммутационных событий на фрагменте схемы Тульского РДУ

Помимо иерархического представления информации используются так называемые уровни детализации, которые определяют степень подробности схем энергообъектов. По степени подробности схемы энергообъектов подразделяются на два уровня:

-Объектовый уровень;

-Сетевой уровень.

В сетевых схемах выделяют три уровня детализации отображения:

-Коммутационный уровень;

-Топологический уровень;

-Символьный уровень.

Уровни детализации могут быть совмещены на одной форме отображения. [4]

Фраза "действовать по ситуации" содержит в себе основную суть ситуационного управления. Если брать сложные объекты управления, такие как энергосистема - понятие ситуации перерастает в огромный поток информации, который не в силах обработать в разумный срок ни один человек. С этим связана востребованность систем управления на базе ситуационного подхода. Данный подход помогает принимать решения, основанные на анализе и понимании ситуации, тенденции ее изменения.

На практике такая технология эффективно отображает динамику режима и активно привлекает внимание диспетчера. Ситуацию можно быстро оценить, например, используя визуальную информацию о связях аварийного объекта с объектами, на которые он оказывает

существенное влияние. Параметрическая динамика также выполнена наглядными образами, а не одними лишь цифрами, что продемонстрировано на рисунке 3, для примера взято отображение генерируемой мощности электростанции.



Рис.3. Параметрическая динамика на примере мощности станции

На рисунке 4 приведены основные отличия новой технологии в сравнении с традиционной

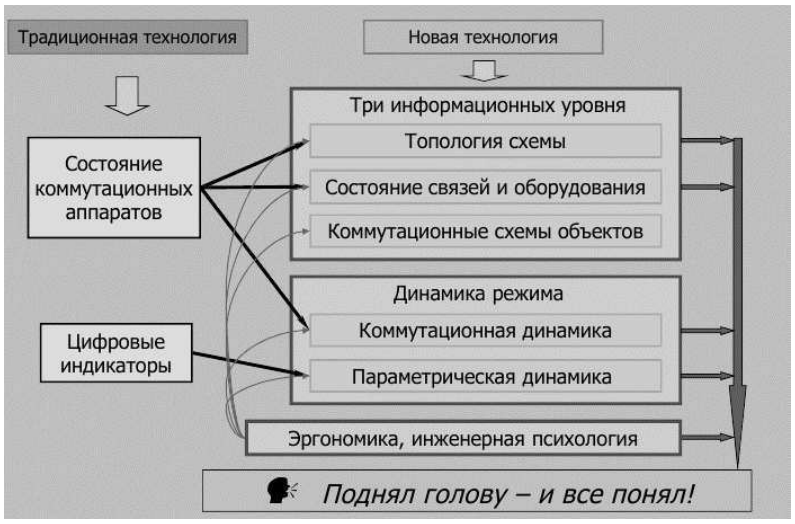


Рис.4. Сравнение технологий

Использование ситуационной технологии отображения информации даёт возможность диспетчерам значительно быстрее понять (оценить) текущий режим и его тенденцию развития. Технология ситуационной визуализации уже внедрена на ряде объектов ОАО «СО ЕЭС» и получила значительный положительный эффект от использования. Например, на диспетчерском пункте Ленинградского РДУ – во время аварии в начале 2009 г. «диспетчер поднял голову – и все понял». Помимо возникающих сложностей с финансированием существует довольно много объективных и субъективных трудностей при внедрении. К субъективным можно отнести консерватизм оперативного персонала. Для того, чтобы превосходство новых решений оценило не только руководство, но и сам персонал, возможна организация обмена опытом с персоналом, который уже использует все преимущества ситуационной визуализаций на пунктах управления. К объективным относятся трудности, связанные с переоснащением диспетчерских пунктов, так часть региональных диспетчерских управлений не оснащена видеостенами, что делает невозможным применение рассматриваемой технологии. При переоснащении диспетчерских пунктов можно детально рассмотреть использование ситуационной визуализации и адаптировать технологическое оборудование под её максимально эффективное использование (размер и положение видеостены, объем контролируемых данных, особенности сценариев контроля и управления) с учетом специфики конкретного диспетчерского управления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Штейнбок Л.С., Нестеренко В.Л., Крюков И.Н. Новая информационная технология отображения оперативно-диспетчерской информации – проблемы внедрения и дальнейшего развития. // Энергетик. 2010. № 6
2. http://www.monitel.ru/ - Официальный сайт
3. Штейнбок Л.С. Ситуационная визуализация на пунктах управления в электроэнергетике: состояние и пути развития. // Энергоэксперт 2013. № 2

4. Правила отображения диспетчерской информации, редакция

Научный руководитель: В.И. Полищук, к.т.н., доцент кафедры электрических сетей и электротехники НИ ТПУ ЭНИН.

ТЕПЛОВИЗИОННАЯ ДИАГНОСТИКА КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Д.А.Горшков
Инженерная школа ДВФУ, кафедра электроэнергетики и электротехники,энергоэффективность и энергосбережение в электроэнергетических системах

В настоящее время важность бесперебойного электроснабжения занимает одно из первых мест в энергетике. Надежность электроснабжения требует надежных прогрессивных методов диагностики оборудования.

Тепловизионная диагностика наиболее подходящая к выявлению дефектных элементов и соединений, нежели применение других видов диагностики. Это связано с тем, что тепловизионный контроль позволяет дистанционно, в режиме реального времени получить наглядное изображение распределения температур на элементах без вывода его из работы.

При помощи тепловизора можно выявить дефекты любого вида контактного присоединения, начиная от сети 110-380 В и заканчивая сетями 1-750 кВ включительно. Будь то разъемные контакты разъединителей, контакты выключателей, ошиновки, линейные вводы аппаратов или плавкие вставки. Таким образом, за прошлый год из 100000 контактных соединений ошиновок было забраковано около 1500 элементов с различной степенью дефектности.

Тепловая диагностика с применением тепловизионного оборудования, заключается в том, что при дефекте электрооборудования вследствие повышения температуры элементов конструкции и увеличением ИК-излучения может привести к выходу из строя этого оборудования.

Отталкиваясь от основного положения «Методика инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ» РД 153-34.0-20.363-99, любую тепловизионную диагностику необходимо проводить без воздействия прямого солнечного света на обследуемый объект. Но так, же диагностику можно проводить при большой облачности. Это необходимо для того, чтобы на исследуемый объект не влияло внешнее инфракрасное излучение, а измерялось только собственное излучение, которое связано с наличием и степенью развития дефекта [1].

При обследовании нужно учитывать внешние и внутренние факторы. Солнечное излучение, ветер, снег, дождь, коэффициенты излучения поверхности, угол под которым находиться тепловизор к исследуемому объекту, а так же расстояние до поверхности объекта.

Выявление дефектов происходит при сравнении температур аналогичных аппаратов и работающих в одинаковых режимах и близкой к нагрузке. Используя наработки и статистические данные различных диагностиков [2] в области тепловой диагностики контактных соединений, было принято решение выбрать следующие критерии степени дефектности контактных соединений:

1. Отсутствие дефекта

В нормальном режиме работы оборудования и аппаратов, значение отклонения температуры контролируемого соединения от температуры аналогичных соединений не превышает более 2 ºС.

2. Ранняя стадия развития дефекта

В нормальном режиме работы оборудования и аппаратов, значение отклонения температуры контролируемого соединения от температуры аналогичных соединений не превышает более 5 ºС. Необходимо вести наблюдение для последующего устранения дефекта.

3. Начальная стадия развития дефекта

Разница температур не превышает более 35 ºС.. Это свидетельствует о наличии дефекта, который должен быть устранен при очередном плановом ремонте

4. Наличие дефекта в острой фазе

Разница температур не превышает более 85 ºС.. Это свидетельствует о наличии развитого дефекта контактного соединения, вследствие чего требуется принятие мер по устранению дефекта в ближайшем месяце.

5. Аварийная стадия развития дефекта

Разница температур превышает 85 ºС. В этом случае требуется незамедлительный ремонт или замена контактных соединений.

В данной статье, при помощи тепловизионной диагностики в жилом доме по адресу Верхнепортовая, д. 32, были выявлены все стадии дефектного развития контактных соединений предложенных выше.

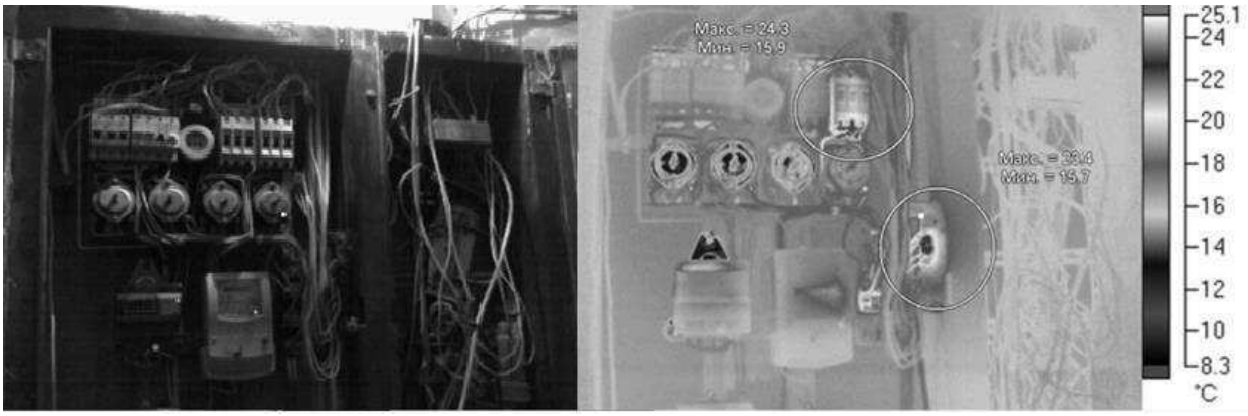


Рис.1. Присоединение к заземляющей шине от выключателей (1 подъезд, 3 этаж).

На Рис. 1 приведен пример присоединения к заземляющей шине в щите РУ в нормальном режиме работы, без каких либо дефектов.

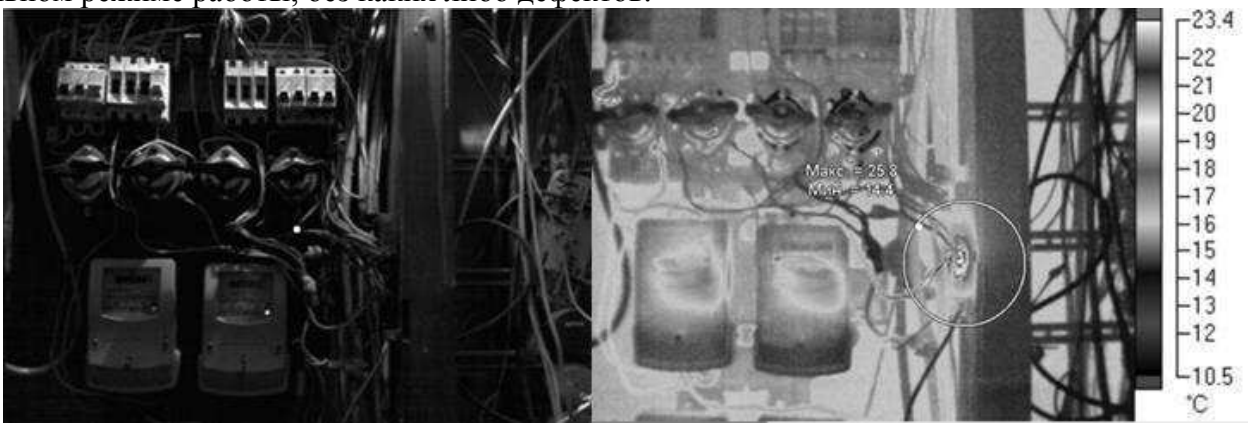


Рис.2 Присоединение к заземляющей шине от выключателей (1 подъезд, 4 этаж).

Наличие ранней стадии дефекта было обнаружено в другом щите РУ (рис. 2), где разница температур с другими присоединениями к заземляющим шинам составило 1.2 ºС с учетом температуры окружающей среды, это может быть связанно с «неплотным» зажимом контактов, что и создает небольшой нагрев проводов.

На Рис. 3 представлен пример соединения плавких вставок в распределительном щите, где была замечена начальная стадия развития дефекта, при этом разница температур составила 27.5 ºС с учетом температуры окружающей среды.

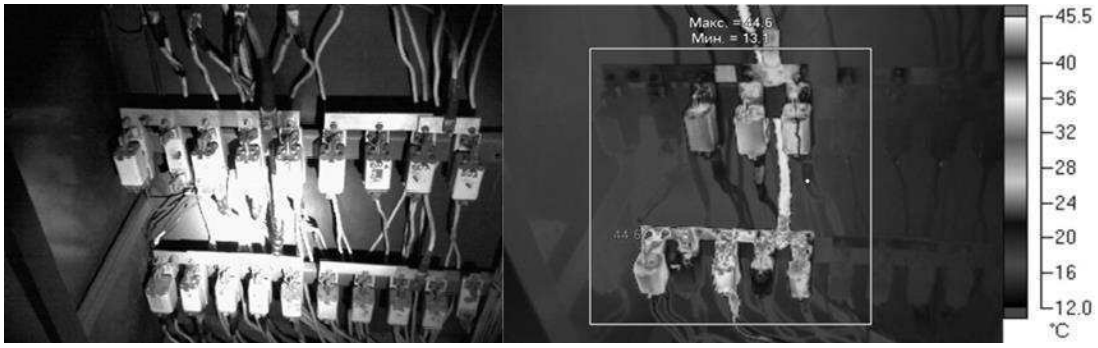


Рис.3. Соединение плавких вставок (Щит распределительный.)



Рис.4. Соединение плавких вставок (ВРУ, 2 подъезд)

В течение длительного воздействия большой нагрузки на одну из фаз, на соединении может развиться дефект в острой фазе, как это показано на Рис. 4, где разница температур составила 41 ºС. Для дальнейшего решения проблемы необходимо заменить контакты и сам предохранитель, а так же перевести часть потребителей электроэнергии на другие фазы.

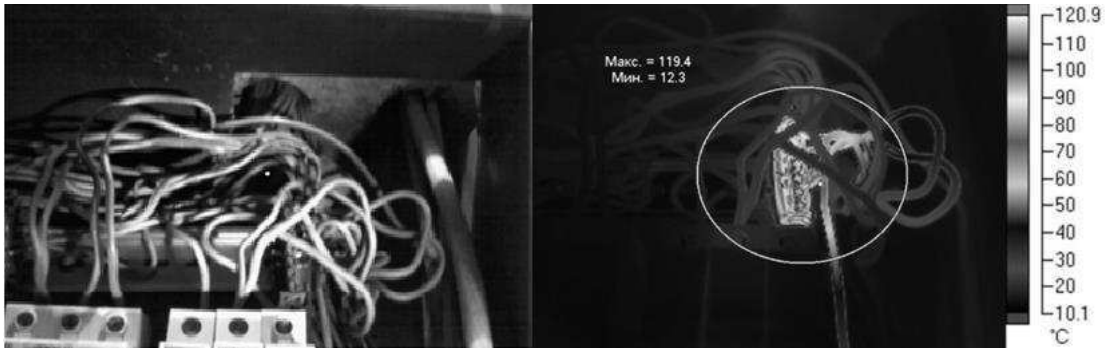


Рис.5. Присоединение проводов к нулевой шине от выключателей (2 подъезд, 2этаж).

На Рис. 5 представлено соединение проводов к нулевой шине от выключателей с наличием аварийной степени развития дефекта. Температура отклонения составила в этом случае 91 ºС, а фактическая температура, как видно из рисунка, составила 119.4 ºС, что может привести к возгоранию всего щита.

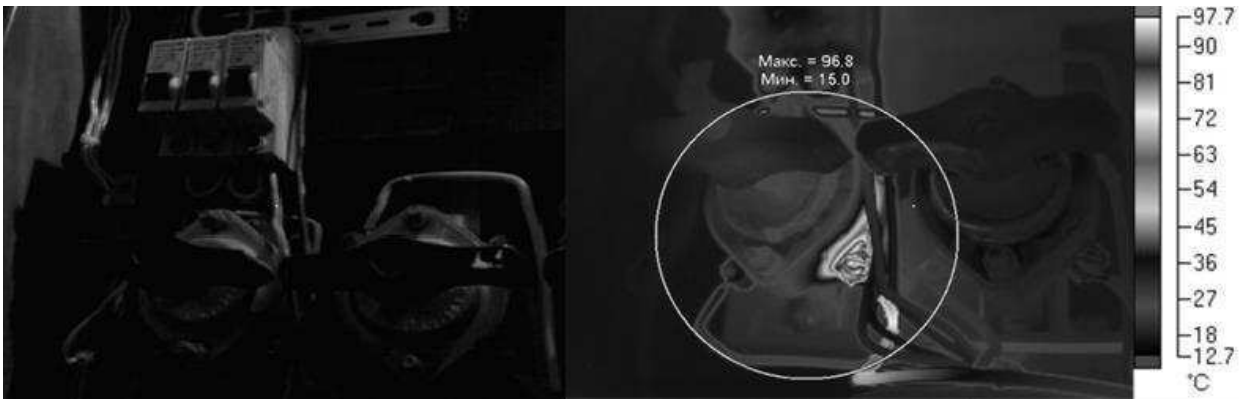


Рис.6. Присоединение к пакетному выключателю 36 квартиры (2 подъезд, 2 этаж).

Дополнительный пример представлен на Рис. 6, здесь дефект развивается от острой фазы к аварийной, в этом случае на соединительных проводах к пакетному выключателю может произойти разрушение изоляции, что в свою очередь приведет к короткому замыканию.

Основными причинами нагрева контактных соединений в жилых домах является нарушение целостности контактных соединений, их загрязнение, нарушение целостности оплетки проводов, а так же электрический пробой в схеме соединения [3].

Для устранения этих причин необходимо производить следующие действия:

1. Диагностика оборудования два раза в год: весной после прохождения осенне-зимнего максимума нагрузок и осенью перед его началом.
2. Периодическая очистка распределительных щитов от загрязнений.
3. Проверка плотно-затянутого контактного присоединения.
4. Замена дефектных элементов на новые.

Таким образом, тепловизионная диагностика контактных соединений в жилых домах, на мой взгляд, должна производиться ежегодно во избежание пожаров и коротких замыканий, так как применение данного типа диагностики электрооборудования, возможно без вывода из работы оборудования, лишних действий с электрическими цепями и относительной простоты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Изд. шестое. -М.:ЭНАС.1998.
2. Поляков В.С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования / Методические указания по контролю оборудования тепловизорами - Л.: ЛИПКЭн,1990 - 57 с.
3. Цирель Я.А., Поляков В.С. и др. Применение приемников инфракрасного излучения для проверки контактов и изоляторов // Электрические станции,1976,N1.С.51-53

Научный руководитель: Жуков В.А., к.т.н., доцент кафедры электроэнергетики и электротехники Инженерной школы

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ОСНОВНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СИЛОВЫХ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВМЕТОДОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ

Н.И. Игнатьев
Дальневосточный федеральный университет,
кафедра электроэнергетики и электротехники

В работе демонстрируются возможности применения метода электромагнитного контроля для оценки состояния внутренних и внешних конструктивных элементов силовых однофазных автотрансформаторов номинальным напряжением 500 кВ. На основе анализа спектров электромагнитного излучения дано заключение о дефектности внутренних катушек и высоковольтных вводов.

Введение

Отказ оборудования в электроэнергетических системах приводит к перебоям в электроснабжении с вытекающими из этого экономическими издержками. Надёжность функционирования высоковольтного электротехнического оборудования (ВВЭО) подразумевает такие свойства, как безотказность, долговечность, ремонтопригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность. Мероприятия по оценке технического состояния ВВЭО позволяют обеспечить сохранение большей части перечисленных свойств.

Среди прочих методов контроля состояния ВВЭО следует обратить внимание на способ электромагнитного контроля, разработанный на кафедре электроэнергетики и электротехники Дальневосточного федерального университета совместно с Институтом автоматики и процессов управления Дальневосточного отделения Российской академии наук. Метод позволяет оценивать состояние силового оборудования по спектральным характеристикам излучаемого им электромагнитного поля в режиме «on-line» и обладает следующими достоинствами [1]:

1) обследование оборудования производится дистанционно, под рабочим напряжением, без вмешательства в технологический процесс;
2) собственное электромагнитное излучение (ЭМИ) передает информацию о состоянии оборудования непрерывно, его регистрацию можно осуществлять в любое время года;
3) высокая чувствительность метода позволяет обнаружить дефект на ранней стадии его появления;
4) использование стандартных информационно-измерительных комплексов.

В данной работе продемонстрированы методики оценки технического состояния внутренних и внешних конструктивных элементов трёх силовых однофазных автотрансформаторов методом электромагнитного контроля. Автотрансформаторы марки АОДЦТН-167000/500/220 находятся в эксплуатации с 2008 года и расположены на одной из подстанций Приморского края. В дальнейшем будем их именовать следующим образом: АТ-1 ф. А, АТ-1 ф. В и АТ-1 ф. С.

Контроль состояния автотрансформаторов ведётся на основе анализа спектров собственного ЭМИ автотрансформаторов в частотной полосе 1-200 МГц. В данной работе в целях экономии места будет изображена только наиболее информативная часть этого диапазона − 3-30 МГц, а оценка состояния будет проводиться только для тех конструктивных элементов, для оценки состояния которых достаточно информации на спектре ЭМИ 3-30 МГц, изображённом на рисунке 1. Каждый из спектров ЭМИ получен с расстояния 10 метров от каждого автотрансформатора отдельно при вертикальной поляризации логопериодической антенны. Сигнал поступал на анализатор спектра NS-30a и в дальнейшем обрабатывался на компьютере. Промежуток между первым и вторым днём обследований составляет 9 недель.

Оценка состояния внутренних конструктивных элементов обследуемых автотрансформаторов.

Для оценки состояния внутренних конструктивных элементов используются информативные частотные полосы, выбор которых обоснован расчётом первых резонансных частот исследуемых колебательных цепей [2, 3]. В нашем случае для оценки состояния высоковольтных катушек S1, S2 (500 и 220 кВ соответственно), регулировочной катушки S3 и низковольтных катушек S4, S5 (11 кВ) будем исследовать следующие частотные диапазоны, выделенные на рисунке 1б и отвечающие каждый за одноименную катушку: Δf_{S1}, Δf_{S2}, Δf_{S3}, Δf_{S4}, Δf_{S5}.

Для каждого из указанных информативных частотных диапазонов следует выделять максимальные пики ЭМИ и, на основе сравнения значений их интенсивности с эталонными значениями, сделать заключение о степени дефектности того или иного конструктивного элемента. Эталонным пиком ЭМИ считается пик того конструктивного элемента автотрансформатора, интенсивность которого меньше интенсивности пиков ЭМИ однотипных конструктивных элементов других автотрансформаторов в определённый день замеров.



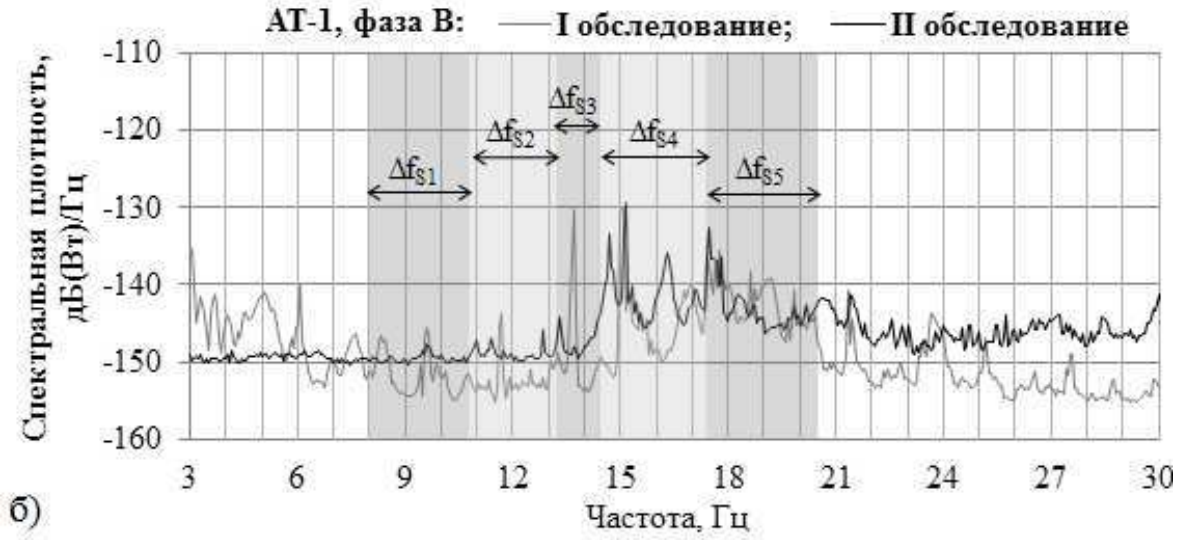




Рис. 1. Спектры электромагнитного излучения однофазных автотрансформаторов для двух дней обследования: а) АТ-1, фаза А; б) АТ-1, фаза В; в) АТ-1, фаза С.

В таблицах 1, 2 приведены значения пиков с выделением отдельно эталонного значения для каждого дня замеров.

Таблица 1. Пики электромагнитного излучения в частотном диапазоне 8-20,5 МГц во время I обследования

Оборудование	Максимальный пик излучения для частотных полос, дБ(Вт)/Гц:				
	Δf_{S1}	Δf_{S2}	Δf_{S3}	Δf_{S4}	Δf_{S5}
АТ1, ф. А	-139,5	-130,5	-128,7	-116,9	-134,2
АТ1, ф. В	-145,6	-143,6	-130,2	-129,9	-135,6
АТ1, ф. С	-145,9	-133,1	-138,0	-138,1	-137,1
эталонное значение	-145,9	-143,6	-138,0	-138,1	-137,1

Таблица 2. Пики электромагнитного излучения в частотном диапазоне 8-20,5 МГц во время II обследования

Оборудование	Максимальный пик излучения для частотных полос, дБ(Вт)/Гц:				
	Δf_{S1}	Δf_{S2}	Δf_{S3}	Δf_{S4}	Δf_{S5}
АТ1, ф. А	-132,6	-134,9	-137,9	-121,0	-133,7
АТ1, ф. В	-148,5	-144,3	-144,3	-129,4	-132,6
АТ1, ф. С	-135,6	-136,2	-142,9	-134,9	-130,0
эталонное значение	-148,5	-144,3	-144,3	-134,9	-133,7

Согласно рисунку 2, катушка S_4 АТ-1 ф. А имела умеренную дефектность в день I обследования. На момент II обследования дефектность катушки S_4 АТ-1 ф. А снизилась до слабой. Степень дефектности остальных внутренних конструктивных элементов оценена как слабая.

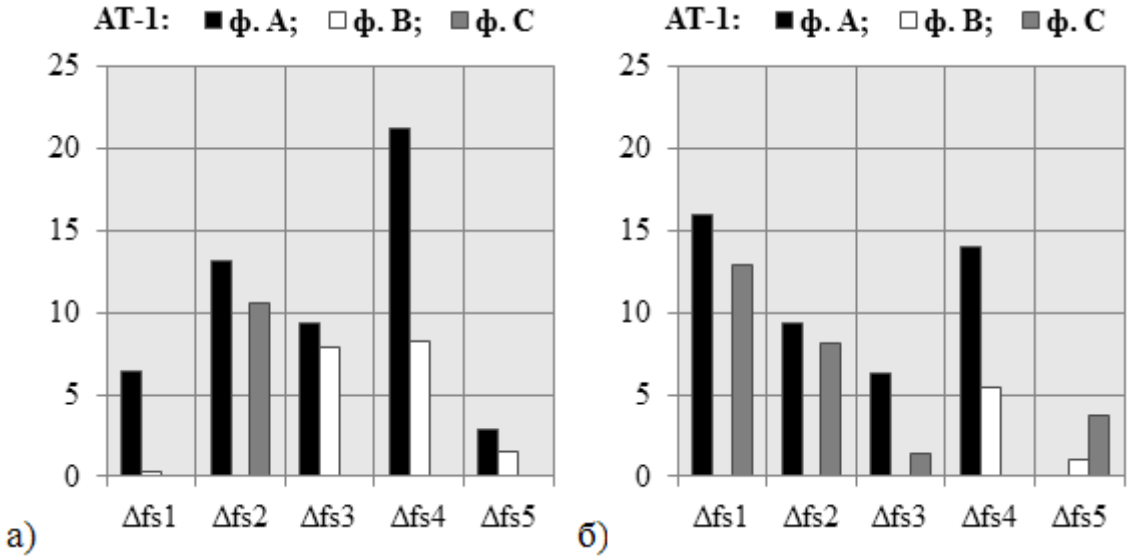


Рис. 2. Превышение значений максимальных интенсивностей пиков в дБ для трёх автотрансформаторов в дни:
а) I обследования; б) II обследования.

Оценка состояния внешних конструктивных элементов обследуемых автотрансформаторов.

Для оценки состояния внешних конструктивных элементов используются информативные частотные полосы, подобные частотным диапазонам для оценки состояния внутренних конструктивных элементов. В нашем случае для оценки состояния высоковольтных вводов 500 и 220 кВ исследовались частотные диапазоны, выделенные на рисунке 1в: Δf_{v1} и Δf_{v2}.

Состояние вводов оценивается на основе сравнения интегральных мощностей ЭМИ автотрансформаторов в данных выбранных частотных диапазонах. Для каждого дня замеров выбираются свои собственные эталонные значения интегральной мощности каждого информативного участка. Интегральный коэффициент − отношение значений интегральной мощности информативных участков каждого автотрансформатора к эталонным значениям − характеризует степень дефектности вводов автотрансформатора. При значении интегрального коэффициента от 3 до 8 элемент оборудования имеет умеренную степень дефектности, при меньшей 3 – слабую, а при большей 8 – высокую.

В соответствии с рисунком 3, дефектность вводов 500 кВ АТ-1 ф.В, ф.С, так же как и дефектность вводов 220 кВ АТ-1 ф. А, ф. В, является слабой в оба дня измерений. Дефектности вводов 500 кВ АТ-1 ф. А и 220 кВ АТ-1 ф. С на момент I обследования являлись слабыми, но к II обследованию значительно возросли и перешли в разряд умеренной дефектности.

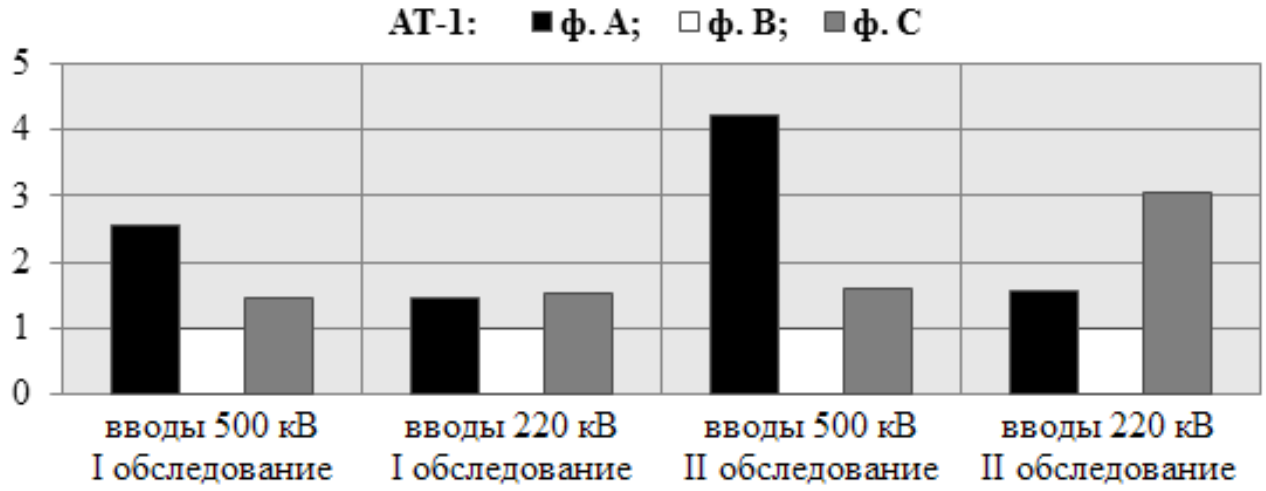


Рис. 3. Значения интегрального коэффициента вводов АТ-1 ф. А, ф. В и ф. С в дни замеров I и II обследований.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты электромагнитного контроля показывают, что ввод 500 кВ АТ-1 ф. А и ввод 220 кВ АТ-1 ф. С имеют среднюю дефектность и тенденцию к росту ЭМИ, что может свидетельствовать о развитии электротермических процессов в изоляции. Состояние вводов 500 кВ АТ-1 ф. В, ф. С и вводов 220 кВ АТ-1 ф. А и ф. В стабильно и оценено как слабодефектное.

Состояние внутренних катушек обследованных автотрансформаторов также имеет слабодефектное состояние. Наибольшую интенсивность ЭМИ на частотах 8-17,4 МГц имеет АТ-1 ф. А, что свидетельствует о большей разрядной активности во внутренних конструктивных элементах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Силин, Н.В. Контроль состояния электроэнергетического оборудования по спектральным характеристикам его электромагнитного излучения // Энергетика, 2008. №3. С. 86-91.
2. Киншт Н.В. и др. О способе контроля высоковольтного оборудования на основе анализа спектров его собственного электромагнитного излучения // Промышленная энергетика. Москва: Энергопрогресс, 2007. № 5. С. 15-20.
3. Клоков В.В. и др. Развитая шумовая излучающая модель электроэнергетического оборудования // Электро, 2011. №2. С. 19-24.

Научный руководитель: Н.В. Силин, д.т.н., заведующий кафедрой электроэнергетики и электротехники ИШ ДВФУ.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЧЕТ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, СОПРЯЖЕННЫЙ С ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМОЙ

Л.Р. Мухаметова, И.Г. Ахметова
ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», кафедра «Экономика и организация производства»

Доля некомбинированной выработки в общем балансе производства тепловой энергии в РФ очень велика. Несмотря на требования федерального законодательства, устанавливающие при разработке схем теплоснабжения приоритет комбинированной выработки, значительного сокращения количества котельных в России не предвидится. Прежде всего, комбинированная выработка в классическом виде осуществима в крупных городах, где функционируют ТЭЦ. Важнейшим условием является наличие разветвленной сети тепловодов. Таким образом, сравнительно небольшие города, а также районы мегаполисов, в которых отсутствуют тепловоды и их строительство экономически нецелесообразно, продолжат получать тепловую энергию от котельных в режиме некомбинированной выработки. Возможность наращивания котельных когенерационными установками и перевод их в комбинированный цикл выработки тепловой энергии, конечно, сохраняется, но не является принципиальным фактором для рассматриваемой проблематики.

Теплоснабжение от котельных характеризуется большим количеством источников тепловой энергии и их территориальной разобщенностью. Несмотря на наличие ведомственных источников, большое количество котельных, находящихся в одном городе, сельском поселении объединены в рамках одной специализированной организации. Объединение котельных в одно специализированное предприятие способствует оптимизации процесса теплоснабжения, сдерживает рост тарифов на тепловую энергию. Сегодня федеральное законодательство прямо регламентирует создание в одной зоне теплоснабжения единой теплоснабжающей организации (ЕТО).

Оптимизация системы теплоснабжения, в том числе и путем организации ЕТО, безусловно, правильно. Однако, это направление не свободно от недостатков, немаловажным фактором влияния, на величину которых является территориальная разобщенность котельных.

Для анализа сложившейся ситуации рассмотрим основные направления повышения энергоэффективности теплоснабжающих организаций:

- мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности, модернизацию существующей техники и технологии;
- мероприятия, повышающие энергоэффективность путем изменения существующей техники и технологии;
- мероприятия, направленные на сохранение результатов полученных при реализации первых двух направлений.

Отметим, что проведение энергетических обследований сознательно не вынесено в отдельное направление, так как качественный энергоаудит является обязательным условием определяющим возможность и целесообразность осуществления энергосберегающего мероприятия. На момент начала реализации программы энергосбережения организация должна иметь структурированные результаты энергоаудита: оценку потенциала энергосбережения, план мероприятий, расчет эффективности и срока окупаемости, разбивку на этапы реализации.

Первое направление повышения энергоэффективности характеризуется, прежде всего, работой с удельными расходами топлива, электроэнергии, воды, оптимизацией в части фонда заработной платы. Мероприятия сводятся к замене устаревшего, неэффективного оборудования на современное, использование в существующих технологических цепочках энергоэффективных технологий. Во многих случаях реализация проектов, кроме повышения энергоэффективности, выполняет задачу реконструкции физически изношенного

оборудования – снижение степени износа основных фондов. В качестве примера можно привести следующие мероприятия:

- замену морально и физически устаревших котлоагрегатов на современные с высоким коэффициентом полезного действия, современной автоматикой, позволяющей кроме снижения расхода топлива оптимизировать количество обслуживающего персонала;
- установку преобразователей частоты вращения электродвигателей, позволяющих значительно снизить потребление электроэнергии оборудованием с переменной величиной загрузки;
- применение современных видов тепловой изоляции для снижения тепловых потерь при передаче тепловой энергии;
- установку современных автоматизированных систем водоподготовки, с целью нормализации водно-химического режима, предотвращения образования накипи, возникновения коррозии.

Второе направление повышения энергоэффективности связано с проектами направленными на совершенствование технологической цепочки системы теплоснабжения, с изменением некоторых ее звеньев. К таким проектам можно отнести:

- монтаж в котельных когенерационных установок – перевод котельных в режим совместной выработки тепловой и электрической энергии;
- замена стальных трубопроводов тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения на трубы из полимерных материалов – увеличение срока службы, снижение затрат на ремонт и эксплуатацию;
- установку у потребителей индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) с целью перевода функции приготовления горячей воды из котельных и центральных тепловых пунктов (ЦТП) непосредственно к потребителю – уход от четырехтрубной системы, снижение эксплуатационных затрат;
- перевод котельных в полностью автоматизированный режим работы без обслуживающего персонала – оптимизация расходов на заработную плату.

Мероприятия второго направления, как правило, требуют существенно большего объема финансирования. Часто эти мероприятия сопровождаются нелинейным по годам реализации проектов экономическим эффектом. Получение максимального эффекта отсрочено от момента внедрения на 5-10 лет. Например, максимальный эффект от внедрения долговечных полимерных трубопроводов будет получен через промежуток времени равный фактическому сроку службы стальных труб. Эта особенность значительно затрудняет использование заемных средств для реализации данных проектов.

Первым двум направлениям энергосбережения, повышения энергоэффективности уделяется много внимания. Но нельзя забывать, что не менее важной задачей является сохранение полученного энергосберегающего эффекта на максимально возможный период времени, контроль за фактической величиной экономического эффекта, принятие мер в случае возникновения отклонений. Использование всего потенциала энергосбережения является результатом не только усовершенствования техники и технологии, но и уровнем организации выполнения энергосберегающих решений. К сожалению, не редки случаи, когда техническая возможность энергоэффективной работы системы теплоснабжения не приводит к реальному экономическому эффекту в связи с недостаточным уровнем эксплуатационной ответственности. В качестве наиболее простого примера можно привести режим работы котлоагрегата. Даже на самом современном котле можно значительно пережигать топливо не соблюдая требования режимных карт по оптимальному соотношению топливо-воздух.

Таким образом, третье направления энергосбережения – это не еще один блок энергоэффективных мероприятий, а организационная система, позволяющая осуществлять анализ и контроль выполнения проектов первых двух направлений. Степень значимости данного направления нельзя недооценивать.

Именно при реализации третьего направления повышения энергоэффективности работы теплоснабжающей организации серьезным негативным фактором становится

территориальная разобщенность источников теплоснабжения некомбинированной выработки.

Для обеспечения возможности оценки, контроля и анализа результатов внедрения энергосберегающих мероприятий, возможности принимать технические решения, влияющие на эффективность работы системы теплоснабжения необходимо иметь постоянный оперативный доступ, в режиме реального времени к двум блокам информации:

- нормативные (с учетом и без учета внедрения энергосберегающих мероприятий) и фактические удельные расходы топлива, электроэнергии, воды на выработку тепловой энергии. Задача осложняется тем, что эти показатели переменны и зависят от температуры наружного воздуха;

- исчерпывающую информацию о состоянии источников тепловой энергии, тепловых сетей, потребителей.

С учетом территориальной разобщенности источников теплоснабжения некомбинированной выработки сбор данной информации в «ручном» режиме весьма трудоемкий и требует больших затрат времени. При этом полученная информация всегда будет констатировать уже полученные, фактические результаты, не давая возможности изменить ситуацию.

Решением проблемы должна стать автоматизированная система учета выработки тепловой энергии и потребления энергоресурсов, которая в режиме реального времени, на базе существующих приборов учета на источниках тепловой энергии, должна определять фактические значения удельных расходов и их соответствие разработанным, с учетом внедрения энергосберегающих технологий, нормативным значениям. Режим реального времени позволит принять оперативные меры по недопущению перерасходов энергоресурсов.

Возможность оценки состояния оборудования, разработки планов ремонта, реконструкции и модернизации на долгосрочную перспективу должна представить геоинформационной система, которая содержит следующую информацию:

Каждый участок тепловой сети или сети горячего водоснабжения должен содержать следующую информацию:

- диаметр трубопровода;

- протяженность трубопровода в двухтрубном исчислении;

- способ прокладки (надземный, подземный). При подземном способе прокладки: канальный, бесканальный, в проходном, полупроходном канале, в стальном футляре;

- тип трубы (стальная, стальная оцинкованная, сшитый полиэтилен, полипропилен);

- тип тепловой изоляции (пенополиуретан в полиэтиленовой оболочке, пенополиуретан в оцинкованной оболочке, минеральная вата, базальтовое волокно, тилит, пенополимербетон и др.);

- о годе прокладки или замены участка тепловой сети;

- тепловую нагрузку в Гкал/ч по видам теплопотребления (на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение);

- о дате и результатах последнего проведения на данном участке шурфовок, работ по ремонту и реконструкции;

- информацию по повреждениям тепловых сетей в процессе опрессовок и эксплуатационного режима;

- о планируемой дате проведения на данном участке тепловой сети ремонтных работ, реконструкции.

Каждая тепловая камера должна содержать следующую информацию:

- порядковый номер;

- принципиальную схему тепловой камеры с указанием трубопроводов и их диаметров, запорной арматуры и ее диаметра, компенсаторов, элеваторных узлов, балансировочных клапанов (при наличии).

Каждый потребитель тепловой энергии должен содержать информацию:

- по присоединенной тепловой нагрузке;
- типу и характеристике основного оборудования теплового узла ввода.

Каждый источник теплоснабжения (котельная, ЦТП) должен содержать следующую информацию:

- по присоединенной тепловой нагрузке к источнику теплоснабжения;
- принципиальную тепловую схему источника теплоснабжения с перечнем основного оборудования;
- расчетный гидравлический режим на выходе из источника теплоснабжения;
- температурный график источника теплоснабжения.

Автоматизированную систему учета выработки тепловой энергии и потребления энергоресурсов необходимо объединить с геоинформационной системой в едином программном комплексе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Сафиуллин Д.Х., Ахметова И.Г., Мухаметова Л.Р. Эффективность индивидуальных тепловых пунктов (ИТП). Переход от ЦТП к ИТП. // Сборник трудов Международной научно-технической конференции имени Леонардо да Винчи. № 1. – Берлин:Wissenschaftliche Welt e. V., 2013.
2. Мухаметова Л.Р., Багаутдинова Л.А. Интеллектуальные системы отопления.: сб. тез. и ст. междунар. мол. форума «Интеллектуальные энергосистемы», г. Томск, 2011 г С.41-43.

Научный руководитель: И.Г. Ахметова, к.т.н., доцент, заведующая кафедрой экономики и организации производства ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»

ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РЫНОК И ИНОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В ФОРМИРОВАНИИ ЭНЕРГОТАРИФА

А.А. Казанцев
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Самарский Государственный Технический Университет Электротехнический факультет, кафедра «Автоматизированные электроэнергетические системы и сети»

Актуальность рассмотрения проблем ценообразования на розничном рынке электроэнергии обусловлена процессом реформирования данной отрасли, и в частности процессами либерализации на розничных рынках. Данная тема уже была предметом исследования в трудах таких ученых, как А.А. Ким, А.Л. Сурогин, С. Чуясов, Л.А. Шалгинова и др. Тем не менее, по мнению автора, данная тема на сегодняшний момент все еще весьма актуальна.

Конечная стоимость электроэнергии для потребителя в общем случае складывается из четырех крупных составляющих. Львиная доля (порядка 60%) приходится на покупку электроэнергии у генерирующих компаний, еще 8-9% – на оплату услуг Федеральной сетевой компании, эксплуатирующей высоковольтные линии электропередачи, порядка 23-28% забирают распределительные сетевые компании, а оставшиеся проценты достаются сбытовым организациям. Если 60-процентная доля «плавающая», то остальные не меняются в течение года[1].

В 2012 году в 38 регионах рост тарифов превысил запланированные 15%. Минэнерго нашло виновников случившегося, среди которых оказались поставщики угля, газа и РЖД. Однако свою лепту в рост тарифов внесли и сами энергетики. В частности, сетевые компании (СК) заложили в оплату своих услуг лишнюю надбавку за потери электроэнергии. Размер заложенных в тариф потерь для сетевых компаний устанавливается региональными энергетическими комиссиями (РЭК) и составляет от 10 до 14%. В программы развития сетей заложено ежегодное уменьшение потерь в сетях на 1%, но к примеру для МРСК, в 2011 году норматив потерь был, наоборот, увеличен на 1,5%, с 7,5 до 9%. Эта сумма в тарифе дает 15 млрд руб. дополнительной прибыли для МРСК, что составляет почти 1% от общей платы за электроэнергию. При этом в некоторых регионах потери меньше, а значит, потребители оплачивают лишнее. Исходя из этого можно говорить о безосновательном росте энерготарифов, вызванном СК. Тариф формируется региональной энергетической комиссией без оценки актуальности данных о потерях, подаваемых сетевыми компаниями, и без контроля над результатами ранее вложенных средств в тариф.

Целью данной работы является разработка мер по повышению контроля над эффективностью использования средств, заложенных в энерготариф.

Разумная, сбалансированная система тарифов должна давать достаточные ресурсы для надежной и безопасной работы энергетической инфраструктуры, не подстегивая инфляцию, не снижая жизненный уровень населения и не замедляя развитие предприятий. Сравним для примера тарифы на электроэнергию в России и в США. В среднем тарифы на электроэнергию для малого бизнеса (коммерческих предприятий) в России на 76% выше, чем в США: - 1,91 руб. / кВт·ч ~ 0,063 цента / кВт·ч (по курсу $1 = 30 руб.); Россия: - 3,36 руб./ кВт·ч. Средние тарифы для населения – США: - 2.24 руб./ кВт·ч, Россия: - 2.27 руб./ кВт·ч.

Согласно приведенным данным тарифы на электроэнергию для населения в России и США практически одинаковые, однако в ближайшие 10 лет в США их уровень планируется

сохранить, а в России ожидается рост тарифов на электроэнергию как минимум на уровне роста инфляции, т.е. за 5 лет – на 35–40%. Таким образом, если ничего не менять, то к 2015 г. в России тарифы на электроэнергию для населения превзойдут соответствующий показатель США на 30% при доходе наемного работника в России в 3,5 раза ниже, чем в США. Доля электроэнергии в услугах ЖКХ составляет 10,8%, в располагаемом доходе 0,8%, в потребительских расходах 7,7%. Таким образом, можно сделать вывод, что проблема роста тарифов особо актуальна у нас в стране. Она охватывает все население, и коммерческие предприятия, закупающие электроэнергию по розничным ценам через энергосбытовые компании. По мнению автора, создание критерия оценки развития и модернизации электрических сетей СКспособно снизить темп роста энерготарифов, путем увеличения экономической эффективности средств заложенных в энерготариф.

Первое что необходимо ввести в регламент работы региональных органов управления, это организация мониторинга и контроля жалоб на качество электроснабжения от населения. Электропитание населения осуществляется по распределительным электрическим сетям 0.4кВ, жалобы на перерывы в электропитании по этим сетям поступают от населения в Единые дежурно-диспетчерские службы (ЕДДС), где ведется контроль, мониторинг, сбор всех данных о причинах отключений, в том числе о мерах принимаемых по восстановлению питания. Все данные собираемые ЕДДС, в виде отчетов, должны передаваться в министерство энергетики и ЖКХ для исследования и учета с целью оценки эффективности средств, заложенных в тариф на модернизацию и сокращение аварийности сетей.

Второе – отключения и аварии в распределительных сетях 6,10кВ фиксируются и расследуются внутри СК, которые составляют ежемесячный отчет содержащий информацию о нарушениях режимов работы и их причинах и отсылаются в ростехнадзор, также, эти отчеты должны передаваться в министерство энергетики и ЖКХ для оценки эффективности средств, заложенных в тариф на модернизацию и сокращение аварийности сетей.

Третье – отключения и аварии на сетях высокого напряжения – 35, 110, 220кВ и т.д. полностью расследуются ростехнадзором, данные о причинах аварий и оперативности ликвидации их последствий должны также передаваться в министерство энергетики и ЖКХ для оценки эффективности средств, заложенных в тариф на модернизацию и сокращение аварийности сетей с целью создания соответствующих выводов при дальнейшем расчете тарифов. Сбор информации об аварийности электрических сетей позволит сделать вывод об их техническом состоянии и, соответственно, о результативности и эффективности вложения средств, заложенных в тариф, на развитие и модернизацию электрических сетей сетевыми компаниями. Отчеты об авариях и отключениях по каждому перечисленному классу напряжений должны направляться и систематизироваться в министерстве энергетики и ЖКХ, где должна быть создана статистика отключений, и соответствующие выводы об эффективности средств заложенных в тариф, которые должны учитываться региональными энергетическими комиссиями при следующем изменении тарифа.

Применение разработанных положений, по расчетным данным, позволит снизить темп роста энерготарифов на 3-4% в зависимости от региональных особенностей формирования тарифов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Казанцев А.А., Казанцев Д.А., Краскова Н.И. К текущим проблемам рынка электроэнергетики РФ// Сборник докладов всероссийской научной конференции – Новосибирск., 2012. Часть 5 – С.122–124.

СТАБИЛИЗАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА

А.А. Ткачук, К.К. Ким
Петербургский государственный университет путей сообщения Императора Александра I, факультет «Автоматизация и интеллектуальные технологии», кафедра «Теоретические основы электротехники»

Введение

Система тягового электроснабжения (СТЭ), как показывают исследования, характеризуется неравномерным графиком энергопотребления. В целом работа любой электроэнергетической системы зависит от степени равномерности нагрузки, иначе возникают технико-экономические ущербы, снижающие эффективность ее работы. На железнодорожном транспорте к факторам неравномерности можно отнести графики движения и энергопотребление поездов на скоростных и высокоскоростных линиях, а также использование тяжеловесных электроподвижных составов. Основными ущербами системы тягового электроснабжения являются:

1. увеличение установленной мощности тяговой подстанции;
2. снижения напряжения на шинах тяговой подстанции;
3. увеличение потерь энергии в тяговой сети за счет появления уравнительных токов;
4. увеличение старения изоляции;
5. увеличение потерь энергии в системе первичного электроснабжения [1].

В исследованиях Всесоюзного научно-исследовательского института железнодорожного транспорта для высокоскоростного движения и пропуска тяжеловесных поездов рекомендовано напряжение: на шинах тяговой подстанции (режим холостого хода) 3600 В, среднее напряжение на токоприемнике электроподвижного состава 2900 В, так как этим достигаются лучшие экономические показатели [2]. Отклонение напряжения на 1,2 % от требуемого уровня является высоким показателем качества для системы тягового электроснабжения (СТЭ).

При организациях скоростного движения на существующих участках целесообразно использование стабилизирующих устройств на тяговых подстанциях постоянного тока.

Стабилизирующие устройства

Железнодорожной промышленности Российской Федерации используются следующие виды стабилизирующих устройств:

– Преобразователи с дросселями насыщения и плавным бесконтактным регулированием напряжения на основе тяговых трансформаторов типа ТДПУ-20000 и ТДП-16000. Недостатки – дополнительные потери в мощных дросселях насыщения (6300 кВА) и значительное искажение формы фазного напряжения.

– Преобразователи на тиристорах с плавным регулированием и ступенчатым регулированием выпрямленного напряжения. Недостатки – невозможность отключения аварийных токов и низкое качество напряжения при регулировании.

– Преобразовательные агрегаты с магнито-тиристорным регулятором выпрямленного напряжения. Недостаток – дискретность регулирования выпрямленного напряжения.

– Выпрямительно-инверторные агрегаты типа В-ПТЕ-3,3к-4,0к-123 с плавным тиристорным регулированием выпрямленного напряжения. Недостаток – снижение показателей качества электроэнергии из-за повышенного электромагнитного влияния.

– Мостовые двенадцатипульсовые схемы с фазовым регулированием и напряжением холостого хода 4000 В. Недостатки – искажение питающего напряжения, возрастание реактивной составляющей потребляемой мощности и повышение содержания гармоник в тяговой сети при регулировании напряжения[3].

– Модули стабилизации на базе IGBT-транзисторов. Недостаток – сложная конструкция сильноточных модулей, что ведет к снижению показателей надежности всей системы тягового электроснабжения [4].

– Одноагрегатные регулируемые подстанции. Недостаток – усложнение тяговой подстанции (появляется ОРУ-110 кВ, головной трансформатор 110/10 кВ, распределительное устройство 10 кВ)[5].

В ходе анализа работы устройств и сравнения критериев функционирования систем регулирования напряжения была предложена конструкция устройства, позволяющего компенсировать недостатки существующих систем и отличающегося простотой конструкции, а также высокой степенью надежности работы.

Трехфазный трехстержневой трансформатор со стабилизирующими свойствами [6]

Трансформатор состоит из трех расщепленных стержней 1 и двух ярем 2 (рис .1, а). На рис. 1.б представлена фаза «А» трансформатора. Стержень 1 расщеплен на два участка 3 и 4 (рис. 1, б) так, что площадь поперечного сечения первого участка 3 больше площади поперечного сечений второго участка 4.

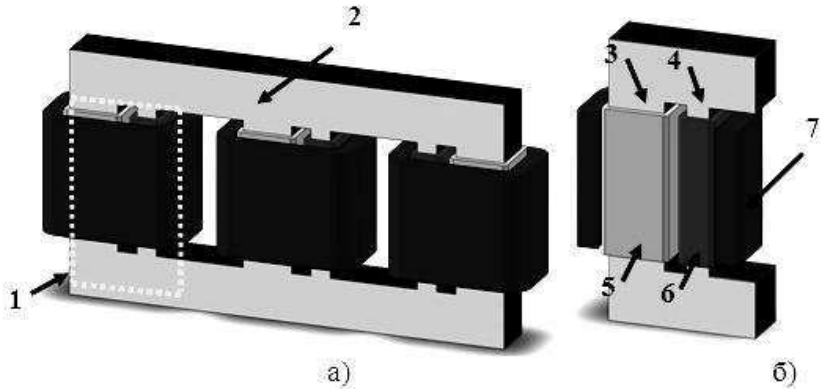


Рис. 1. а) Трехфазный трансформатор б) фаза «А» трехфазного трансформатора

На первый участок 3 намотана первая секция 5 вторичной обмотки, на второй участок 4 намотана вторая секция 6 вторичной обмотки, причем число витков первой секции 5 вторичной обмотки меньше числа витков второй секции 6 вторичной обмотки. Секции 5 и 6 соединены последовательно, то есть конец первой секции 5 вторичной обмотки соединен с началом второй секции 6 вторичной обмотки. Поверх первой 5 и второй 6 секций вторичной обмотки намотана первичная обмотка 7.

В трехфазном трансформаторе на рисунке 1, а первичные обмотки соединены по схеме «звезда», а вторичные обмотки – по схеме «треугольник».

Эффект стабилизации напряжения заключается в том, что при увеличении тока вторичной обмотки трансформатора происходит изменение магнитных сопротивлений участков 3 и 4 (см. рис. 1, б). Магнитное сопротивление тонкого участка 4 увеличивается. Происходит перераспределение магнитных потоков по участкам 3 и 4. Материал тонкого участка стремится к состоянию насыщения. При заданных геометрических параметрах расщепленных стержней, электрических параметрах вторичных и первичных обмоток и марки стали состояние насыщения материала участка может не достигаться, что уменьшает потери рабочего магнитного потока на потоки рассеяния. Напряжение, формируемое первой секцией вторичной обмотки 5, увеличится; напряжение, формируемое второй секцией 6, уменьшится, а результирующее напряжение вторичной обмотки останется неизменным.

В номинальном режиме напряжение вторичной обмотки составит 2562 В, выпрямленное напряжение составит 3459 В. В критическом режиме, когда ток вторичной обмотки увеличится в 2 раза, напряжение вторичной обмотки составит 2532 В, напряжение

выпрямленное напряжение составит 3418 В. Напряжение выпрямительной установки изменится на 1,2%.

Анализ работы проводился для синусоидальных токов, напряжений и магнитных потоков фазы «А».

Появление нагрузочного тока $\dot{I}_{2ф}$ во вторичной обмотке трансформатора вызывает соответствующее изменение тока $\dot{I}_{1ф}$ в первичной обмотке. Изменяются также магнитные потоки $\dot{\Phi}_{21}$ (магнитный поток толстого участка 3) и $\dot{\Phi}_{22}$ (магнитный поток тонкого участка 4). Изменяется насыщение участков расщепленного стержня, также напряжения $\dot{U}_{21}$ первой и $\dot{U}_{22}$ второй секций вторичной обмотки трансформатора.

Расчет магнитного поля трансформатора, проведенный с помощью пакета программы Elcut 5.10, показывает, что в номинальном режиме участок с меньшей площадью поперечного сечения сильнее намагничен, нежели толстый участок, действующее значение магнитной индукции толстого участка составляет 1,28 Тл, тонкого участка – 1,47 Тл (рис. 2). При $I_{2ф}$=512,5 А, U_{21}=2487 В, U_{22}=100 В, результирующее фазное напряжение вторичной обмотки составляет 2562 В.

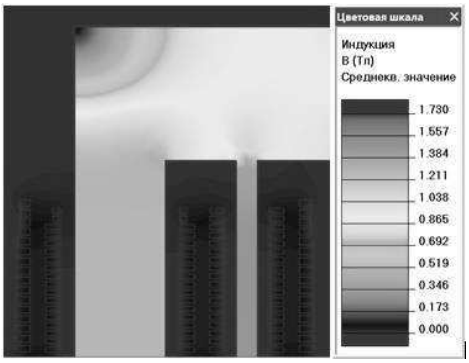


Рис. 2. Картина магнитного поля фазы «А» при номинальном режиме

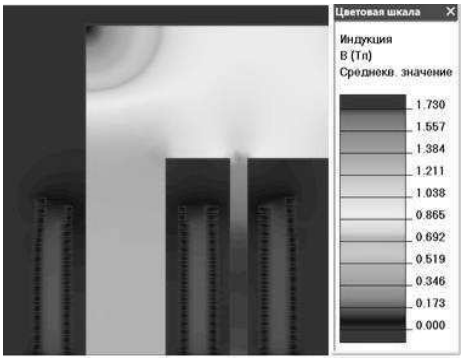


Рис. 3. Картина магнитного поля фазы «А» при увеличении нагрузки

При увеличении тока нагрузки увеличивается ток $\dot{I}_{2ф}$, протекающий в проводах секций 5 и 6 вторичной обмотки. Увеличивается ток $\dot{I}_{1ф}$, протекающий в первичной обмотке. Магнитная проницаемость μ_{22} участка 4, имеющего меньший поперечный размер, уменьшается быстрее, нежели магнитная проницаемость μ_{21} участка 3, имеющего больший поперечный размер. Магнитное сопротивление R_{m22} участка 4 увеличивается быстрее, в сравнении с магнитным сопротивлением R_{m21} участка 3, и участок 4 стремится к насыщению быстрее, нежели участок 3. Поэтому скорость уменьшения индуктивности L_{22} второй секции 6 вторичной обмотки выше нежели у индуктивности L_{21} первой секции 5. Поэтому при постоянной частоте индуктивное сопротивление второй секции 6 уменьшается быстрее, чем индуктивное сопротивление первой секции 5. Угол между векторами потоков $\dot{\Phi}_{21}$ толстого участка 3 и $\dot{\Phi}_{22}$ второго участка 4 увеличивается. Действующее значение магнитного потока $\dot{\Phi}_{22}$ второго участка возрастает быстрее, чем действующее значение магнитного потока $\dot{\Phi}_{21}$ первого участка. Напряжение $\dot{U}_{21}$, формируемое первой секцией вторичной обмотки, увеличивается медленнее, чем напряжение $\dot{U}_{22}$, формируемое на второй секцией вторичной обмотки. За счет того, что напряжение одной секции увеличивается, а

другой – уменьшается, результирующее напряжение $\dot{U}_2$ вторичной обмотки трансформатора практически не изменяется.

При $I_{2ф}$=1012 А картина магнитного поля резко изменилась (рис. 3). В этом случае U_{21}=2594,4 В, U_{22}=10 В, результирующее фазное напряжение вторичной обмотки остается практически на прежнем уровне и составляет 2532 В. Действующее значение индукции магнитного поля толстого участка равно 1,3 Тл, тонкого участка – 1,73 Тл.

Расчетные кривые (рис. 4) подтверждают возможность поддержания напряжения с помощью трехфазного трансформатора принципиально новой конструкции, магнитные свойства которого управляются током вторичной обмотки. Использование этого трансформатора решает проблему стабилизации рабочего напряжения питания тяговой цепи. Разработанное устройство носит универсальный характер, поскольку может использоваться не только на дорогах постоянного тока, но и на дорогах переменного тока.

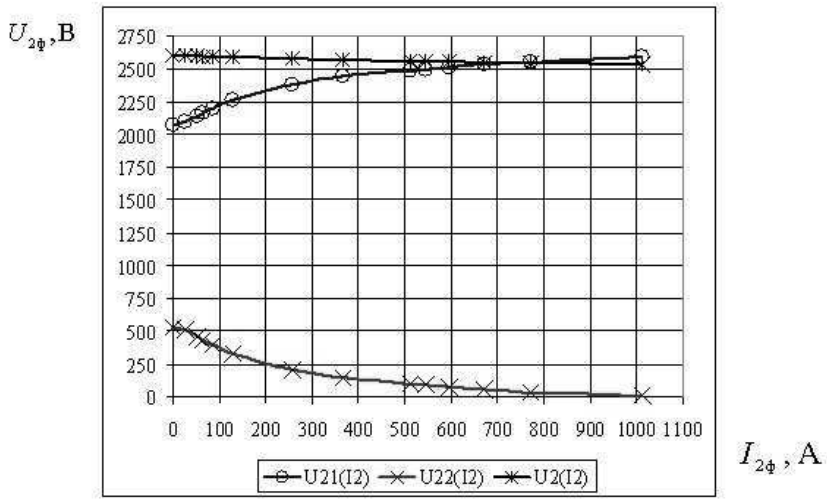


Рис. 4. Графики зависимостей напряжений вторичной обмотки от фазного вторичного тока трансформатора

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования подтвердили стабилизирующий эффект трехфазного трехстержневого трансформатора с расщепленными стержнями магнитопровода. Отмеченный факт позволяет рекомендовать данный трансформатор к использованию в системах электроснабжения высокоскоростных линий железных дорог.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шевлюгин М.В. Повышение энергетических показателей работы системы тягового электроснабжения железных дорог с помощью накопителей энергии // Наука и техника транспорта. 2007. № 1. С.68 -73.
2. Марикин А.Н. Стабилизация напряжения на скоростных участках // Мир транспорта. 2008. №2. С.50-55.
3. Шапиро С.В, Муфтиев С.Р. Разработка системы стабилизации напряжения тяговой подстанции городского электротранспорта // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. 2010. №5(40). С.79-95.
4. Ким К.К., Ткачук А.А.Трансформатор-стабилизатор напряжения // Транспорт: проблемы, идеи, перспективы. Материалы LXXII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2012. С. 106-107.
5. Ким К.К., Ткачук А.А. Разработка устройства поддержания напряжения на требуемом уровне в контактной сети постоянного тока железнодорожного транспорта // Тезисы докладов. Шестой международный симпозиум

«Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов на железнодорожном транспорте». 2011. С. 63.
6. Пат. 119930 РФ, МПК H01F30/12. Трехфазный трансформатор / К.К.Ким, А.А.Ткачук; Петербургский государственный университет путей сообщения. № 2012114281/07 заявл. 11.04.2012, опубл. 27.08.2012. Бюл. № 24.
7. А.А. Ткачук, М.А.Шпилев. Трехфазный трансформатор со стабилизирующими свойствами // Сборник трудов. III Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов (Тольятти, 15-17 апреля 2014 года). Изд-во. ТГУ. С. 216-218.
8. Сопов В.А., Бирюков В.И., Иванов А.В., Курнаева Н.А. Система тягового электроснабжения распределенного типа с регулированием напряжения // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2012. №6. С.88-91.

Научный руководитель: К.К. Ким, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники» Петербургского государственного университета путей сообщения Императора Александра I, член IEEE.

ОБЗОР МИРОВОГО ОПЫТАПО СНИЖЕНИЮ НЕТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗВИВАЮЩИХСЯ СТРАНАХ

О.Л. Коркунова, А.А. Сташкевич
ФГАОУ ВПО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина»,
Кафедра Автоматизированных электрических систем

Введение

При транспортировке электроэнергии (ЭЭ) расходуется часть самой передаваемой ЭЭ, поэтому ее потери неизбежны. Снижение потерь электроэнергии (ПЭ) в электрических сетях до экономически и технически обоснованного уровня - одно из важных направлений энергосбережения.

Мировой опыт показывает, что отчетные ПЭ при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 5%[1]. ПЭ на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи ЭЭ по сетям. Это подтверждается и докризисным уровнем ПЭ в большинстве энергосистем бывшего СССР, который не превышал 10%. Так как сегодня этот уровень вырос в 1,5-2, а по отдельным предприятиям электрических сетей - даже в 3 раза, очевидно, что причиной этого роста является увеличение доли коммерческой составляющей потерь.

Снижение ПЭ в электрических сетях представляет собой комплексную и актуальную проблему, решение которой требует более совершенного учета ЭЭ и активного внедрения инновационных технологий в электроэнергетику в целом.

В контексте снижения ПЭ опыт развивающихся стран является особенно важным в связи с их большими успехами в данной области.

Потери электроэнергии

Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети, а также оценки необходимости проведения мероприятий, направленных на снижение потерь, выполняется анализ структуры ПЭ.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяют как разность ЭЭ, поступившей в сеть, и ЭЭ, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: физические потери в элементах сети, расход ЭЭ на

собственные нужды подстанций, погрешности фиксации ЭЭ приборами учета и, наконец, хищения ЭЭ, неоплату показаний счетчиков и т.п.

Коммерческие потери (КПЭ) определяют:

$$W_К = \Delta W_{ОТЧ} - \Delta W_{ТЕХ} - \Delta W_{СН}, \quad (1)$$

где $\Delta W_{ОТЧ}$ –отчетные потери в электрических сетях; $\Delta W_{ТЕХ}$ –технические потери в сетях; $\Delta W_{СН}$ –расход ЭЭ на собственные нужды.

Применяемое определение «коммерческие» для этого вида потерь, подчеркивает связь убытка с процессом оборота товара, которым является ЭЭ. ПЭ, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. «Коммерческие потери» изначально трактовались довольно обширно, есть даже такое определение, как «допустимый уровень коммерческих потерь» - значение КПЭ, обусловленное погрешностями системы учета электроэнергии (электросчетчиков, трансформаторов тока и напряжения) при соответствии системы учета требованиям нормативной документации [2]. К КПЭ относят биллинговые потери, связанные с неэффективностью системы выставления счетов и неодновременностью оплаты счетов за ЭЭ. Результаты исследований в этой области изложены в [3-4].

КПЭ могут возникать на стадиях: присоединение потребителей к системе электроснабжения, учет данных о потребителях, учет и регистрация данных о потребленной ЭЭ, выписка счетов и расчет долгов потребителей, получения оплаты за ЭЭ.

В соответствии с действующим законодательством, сетевые организации обязаны оплачивать фактические ПЭ, возникшие в принадлежащих им сетях [5], следовательно, и КПЭ в их составе. КПЭ, в отличие от технологических, являются прямым финансовым убытком сетевых компаний. Являясь причиной денежных расходов сетевого предприятия, они являются и его упущенной выгодой от неоплаченной передачи ЭЭ. Сетевые организации в большей степени, чем другие участники рынка ЭЭ, заинтересованы в точном учете ЭЭ, в т.ч. в точках поставки на границах своей балансовой принадлежности [6].

Составляющие КПЭ можно разбить на безучётное и бездоговорное потребление. К случаям бездоговорного потребления ЭЭ относятся несанкционированное подключение электроприемников к сетям и потребление электрической энергии в отсутствие заключенного договора. К безучетному потреблению относятся факты потребления ЭЭ с нарушением установленного договором порядка учета.

Опыт развивающихся стран по снижению потерь

Несмотря на успехи в развитии электроэнергетики и снижении потерь, в некоторых развивающихся странах КПЭ остаются на высоком уровне. Дальнейшее их сохранение на этом уровне ставит под угрозу финансовую устойчивость электроэнергетического сектора и отрицательно влияет на потребителей, исправно платящих за ЭЭ, налогоплательщиков и страну в целом. Встранах Африки южнее Сахары потери в распределительных сетях составляют более 0,5 процента от ВВП, и могут достигать и 1,2 процента ВВП в некоторых странах. К странам с большой долей потерь относят Сьерра-Леоне (38,5 %), Уганда (38 %), Нигерия (30 %), Гвинея (27 %), Мали (21,2 %), Гана (17,8 %), Берег Слоновой кости (16,3 %), Сенегал (14,3 %), Камерун (13 %), Кения (12,5 %), Зимбабве (11 %). К странам с умеренной долей потерь относят Замбию (8 %) и ЮАР (7 %).В рассматриваемых странах оплачивается порядка 50 процентов вырабатываемой ЭЭ. Причинами являются низкий процент оплаты за ЭЭ в распределительных сетях и низкий темп сбора сумм по выставленным счетам [1].Высокие суммарные потери были распространены и в большинстве стран Латинской Америки в 80-90-х годах.В 1982 году Чили стала первой страной, которая ввела реформы в энергетическом секторе [1]. Enersis-одна из самых больших компаний в Чили, которая успешно участвовала в процессах приватизации распределительных компаний в Аргентине, Бразилии, Перу и Колумбии. Она стала новым владельцем и оператором некоторых

электроэнергетических компаний в этих странах: Edelnor (Перу), Ampla и Coelce (Бразилия), и Codensa (Колумбия), таблица 1 [1].

Таблица 1 – Процентные доли потерь ЭЭ в некоторых странах Латинской Америки

Год	Компания, страна			
	Codensa, Колумбия	Chilectra, Чили	Edelnor, Перу	Edesur, Аргентина
1986	-	21	-	-
1992	-	14	-	24
1994	-	11	18	15
1995	-	11	16	12
1996	-	10	15	10
1997	22	9	13	8
1999	14	6	10	8
2001	12	6	9	9
2003	10	6	9	10
2005	10	5	9	10
2007	9	6	8	11

Важно отметить, что чилийские электроснабжающие организации впервые в мировой практике использовали стимулирующее регулирование, предусматривающее включение в тариф полной величины потерь в целях их снижения. Доходы каждой компании считались от установленной полной величины суммарных потерь, которые оценивались по цене покупной ЭЭ. Если компании удается работать с более низкими суммарными потерями, чем установленные потери, то она имеет разницу в качестве дополнительной прибыли до следующего пересмотра тарифов. Если не удаётся добиться снижения потерь, то разница между допустимыми потерями и фактическими потерями должна быть покрыта компанией, предоставляющей ЭЭ с такими потерями своим потребителям. Этот механизм был чрезвычайно эффективным в Аргентине, Чили, Сальвадоре, Перу, Боливии, Колумбии, Бразилии, в странах Карибского бассейна (Доминикане, Панаме, Гватемале и Никарагуа).

Другим, не менее важным примером является опыт Аргентины (Edelnor). К моменту приватизации компании в августе 1992 г. уровень потерь достигал 30,1 % поступающей в сеть ЭЭ. В результате борьбы с ПЭ за 5 лет концу 1997 г. потери снизились до 11,7 % [6]. Указанный эффект получен с помощью привлечения специалистов Électricité deFrance путем выполнения следующих мероприятий:

- подписано соглашение с административными органами, позволившее включить 300 тыс. абонентов в файл выписки счетов;
- налажен систематический контроль за электропотреблением крупных потребителей, разработаны технико-коммерческие правила;
- принято решение прекращать электроснабжение потребителя после неоплаты одного счета, в результате сумма неоплаченных счетов уменьшилась на 5,8 %;
- ведется база данных о случаях и методах хищений ЭЭ.

На начальном этапе программа борьбы с кражами ЭЭ во всех странах начиналась с выявления несанкционированных подключений. Так, например, в Индии потери в сетях сократились с примерно с 38 % до 26 % за 4 года с упорядочением более двух миллионов несанкционированных подключений.

Однако основной причиной получения такого высокого результата является принятие решения о приоритетности задачи снижения КПЭ на самом высоком административном уровне предприятия, комплексный подход к проблеме. Опыт большинства стран показывает, что для значительного снижения КПЭ необходимо:

- совершенствование законодательной и нормативной базы;
- организация взаимодействия энергокомпаний с властями;

- привлечение средств массовой информации для разъяснительной работы о вреде хищений ЭЭ, о наказании злостных нарушителей.

Всё это должны брать на вооружение и российские компании.

Российский опыт энергетических аудитов электрических сетей показывает значительную долю коммерческих потерь (до 40 %), связанную с недоучетом отпуска ЭЭ потребителям, сложностью контроля электропотребления и технического состояния сетей и средств учета в удаленных и труднодоступных районах [7].

Мероприятия по снижению нетехнических потерь

Наиболее эффективным методом снижения нетехнических потерь является внедрение автоматизированных систем контроля и учета ЭЭ [8]. Также необходимо активизировать процессы:

- создания автоматизированных баз данных по потребителям ЭЭ для контроля за динамикой объема потребления ЭЭ;
- защиты электросчетчиков от хищений и повреждения;
- широкого внедрениясистемы предоплаты;
- выявление несанкционированного отбора ЭЭ путем анализа электропотребления по вводам ТП и отходящим фидерам, установка технического учета;
- установка приборов учета в местах, недоступных для различных манипуляций с ними;
- замена голых проводов на изолированные на вводах в дома, замена внутридомовой сети многоквартирных домов;
- подключение крупных низковольтных потребителей через понижающий трансформатор на среднее напряжение;

В энергосистеме должна быть разработана, утверждена и эффективно действовать система поощрения за снижение потерь ЭЭ в сетях: должен быть создан такой экономический механизм, который бы ставил в прямую зависимость рост зарплаты персонала от эффективности действий в области снижения потерь.

Выводы

Потери ЭЭ в электрических сетях различных стран являются достаточно наглядным индикатором их экономического развития. В развивающихся странах и странах с так называемой "переходной экономикой", относительные потери ЭЭ могут достигать 30 - 40 %, в том числе КПЭ 20 - 30 % и более. Это связано, в первую очередь, с низкой платежеспособностью потребителей, неэффективной системой учета ЭЭ и энергосбытовой деятельности и, как следствие, с хищениями ЭЭ. Все эти проблемы характерны и для современной России.

Регулирование уровня потерь ЭЭ в электрических сетях со стороны государства имеет большое значение для развивающихся стран. Вместе с тем, для стран и энергокомпаний, где фактические относительные потери намного превышают технологические, задаваемые государством темпы снижения потерь должны быть реальными и выполнимыми. Необоснованные нормативы снижения потерь могут приводить к банкротству распределительных компаний (Индия).

Программа снижения ПЭ должна быть комплексной, включать в себя мероприятия по снижению как технических, так и коммерческих ПЭ и быть обеспечена денежными и материальными ресурсами.

Эффективным мероприятием по снижению КПЭ является внедрение АСКУЭ, в первую очередь, в центрах питания распределительных сетей для повышения точности учета поступившей ЭЭ с параллельным развитием и внедрением автоматизированных систем учета бытовых потребителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. PedroAntmann. Reducing technical and non-technical losses in the power sector//Background Paper for the World Bank Group Energy Sector. 2009.

2. РД 34.09.254 «Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-028-86», М., СПО Союзтехэнерго, 1987.
3. Железко Ю.С. Недоучет электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь // Электрические станции. 2003. № 11. С. 18-22.
4. Паздерин А.В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Промышленная энергетика. 2004. № 9. С. 620.
5. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг (утв. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861)
6. Воротницкий В.Э.Потери электроэнергии в электрических сетях. Анализ и опыт снижения // Энергетик. 2006 г. №4. С. 33-45
7. Паздерин А.В, Паниковская Т.Ю., Плесняев Е.А. Результаты энергетического обследования Нижневартовских и Сургутских электрических сетей ОАО «Тюменьэнерго» // Международный научно-техн. семинар «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2002»: Сб. докл.. М.: ЭНАС, 2002.
8. Мишель ЛЕ Курье, Андре Каппа.Снижение нетехнических потерь в электрических распределительных системах // Managementstories, NQ 15. EDFGDFServices-International Distribution. Paris. France, 1998.

Научные руководители:
А.В. Паздерин, д.т.н., профессор, Заведующий кафедрой Автоматизированных электрических систем, УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина;
В.О. Самойленко, инженер кафедры Автоматизированных электрических систем, УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ОБРАБОТКИ РЕМОНТНОЙ ИНФОРМАЦИИ В СИСТЕМАХ АСДУ

С.Ю. Кузьмин, В.И. Полищук
Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет
Энергетический институт

В энергосистеме РФ, в целях уменьшения последствий нарушения нормального режима, применяется автоматическое противоаварийное управление, которое осуществляется на базе комплекса средств системы противоаварийной автоматики (СПА). Связь между элементами внутри СПА осуществляется при помощи комплекса устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) по линиям, образуя тем самым тракты передачи УПАСК, которые в целях обеспечения надежности резервируются. [1]

Информация о состоянии трактов передачи УПАСК является довольно важной и используется в работе технологами службы релейной защиты и автоматики, а так же оперативно-диспетчерской службой для корректировки режима работы противоаварийной автоматики (ПА) в программном комплексе «Централизованная система противоаварийного управления» (ЦСПА), но до сих пор нет единого корпоративного программного обеспечения для контроля состояния трактов передачи УПАСК.

В ряде филиалов ОАО «СО ЕЭС» эта задача решается путем создания собственного программного обеспечения, к примеру, в ОДУ Урала создан программный комплекс (ПК)

«УПАСК-Монитор», одной из функций которого является отображение информации о состоянии трактов передачи УПАСК как в режиме реального времени, так и при прогнозировании режимов работы ПА. [2]

Цель работы: Представить результаты модернизации функции прогноза потерянных каналов по плановым заявкам для заданного времени ПК «УПАСК-Монитор»

Для выполнения функции прогноза потерянных каналов ПК «УПАСК-Монитор» использует данные, подготовленные функцией возвращающей табличные значения из базы данных ПК «Заявки». При выборе в окне «Время анализа» ПК «УПАСК-Монитор» времени и типа заявок информация передается в форме запроса к функции Ural_Zajv_onDate (далее функция):

select * from dbo.Ural_Zajv_onDate(@what, @dt)

где dbo.Ural_Zajv_onDate – имя функциии; @what – переменная, содержащая тип заявки: 0-нерассмотреные, 1 –разрешенные, 2- отказанные, 100 – плановые месячные, 101 – плановые годовые; @dt – переменная, содержащая дату.

В результате выполнения запроса функция формирует временную таблицу с данными заявок отмеченных типов на выбранные сутки, которая передается в программу и отображается на соответствующей форме.

Алгоритм работы функции dbo.Ural_Zajv_onDate изображен на рисунке 1

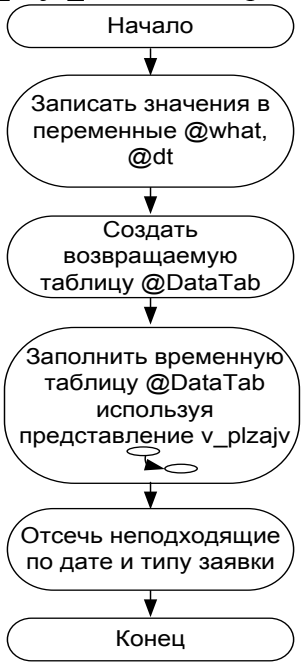


Рис. 1. Алгоритм работы функции dbo.Ural_Zajv_onDate

Как показано на рисунке 1, вся работа функции заключается в заполнении временной таблицы @DataTab данными из представления v_plzajv. Само представление v_plzajv является универсальным и используется в ОДУ Урала в нескольких программных комплексах. Представление v_plzajv формируется для всей информации о плановых заявках в базе ПК «Заявки», причем помимо нужных во временной таблице @DataTab столбцов представление v_plzajv содержит гораздо большее количество столбцов. При заполнении временной таблицы @DataTab из представления v_plzajv происходит отсекание ненужных заявок (которые не подходят по дате или типу). Заполненная временная таблица @DataTab передается в качестве ответа на запрос ПК «УПАСК-Монитор».

Недостатками представленного выше алгоритма является:

- долгое время работы функции (прядка 4-5 секунд, в зависимости от выбранной даты, причем формирование представления v_plzajv занимает до 90% времени);
- наличие во временной таблице @DataTab дублированных заявок;

- представление v_plzajv находится в базе данных ПК «Заявки» в ОДУ Урала, следственно функция прогноза потерянных каналов по оперативным и плановым заявкам для заданного времени ПК «УПАСК-Монитор» работает только в ОДУ Урала.

Целями модернизации функции dbo.Ural_Zajv_onDate является устранение замечанных недостатков. На рисунке 2 представлен алгоритм модернезированной функции dbo.Ural_Zajv_onDate.



Рис. 2. Алгоритм работы модернизированной функции dbo.Ural_Zajv_onDate

Алгоритм работы модернизированной функции (рисунок 2) выполняется быстрее и затрачивает меньше аппаратных средств в следствие того, что выборка данных идет сразу с учетом требуемой даты (за счет этого объем обрабатываемых в алгоритме данных становится меньше). Так же, в модернизированном алгоритме реализована функция удаления одинаковых заявок. Под критериями одинаковости подразумевается один объект, одно оборудование, одинаковое время начала ремонта и его конца, одинаковое время аварийной готовности. Отсутствие в алгоритме представления v_plzajv делает возможной работу функции прогноза потерянных каналов по плановым заявкам для заданного времени ПК «УПАСК-Монитор» в других филиалах ОАО «СО ЕЭС». Пример результата запроса к модернизированной функции показан на рисунке 3.

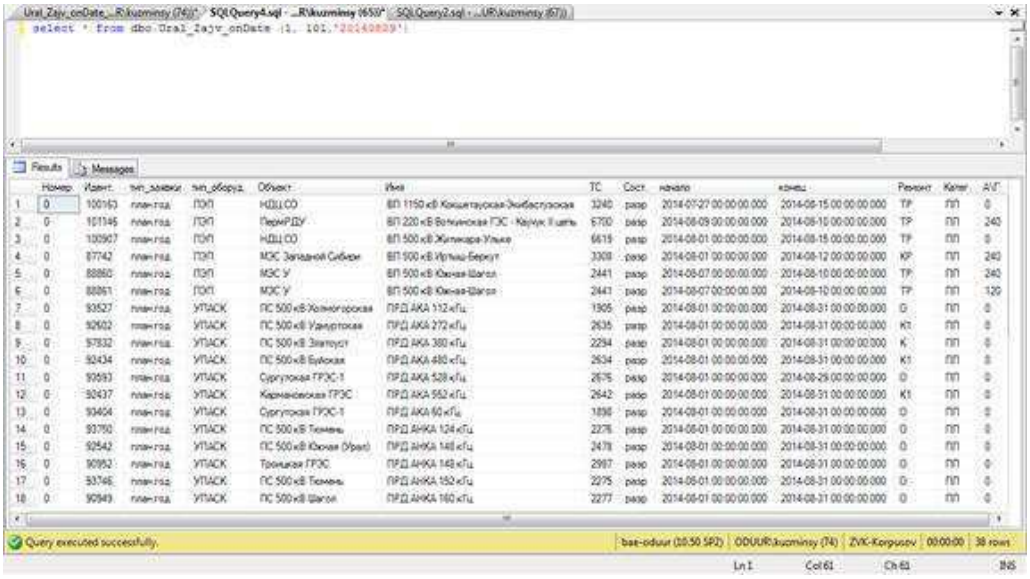


Рис. 3. Результат запроса к модернизированной функции Ural_Zajv_onDate

ЗАКЛЮЧЕНИЕ**.** В результате реализации модернизированного алгоритма функция стала заметно быстрее работать (время запроса стало составлять примерно 1-2 секунды), при этом результат запроса к функции больше не содержит одинаковых заявок. После тщательного тестирования модернизированная функция Ural_Zajv_onDate внедрена в «боевую базу» ПК «Заявки».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М.: 2008. 62с.
2. Аннотация программного комплекса Мониторинг состояния каналов передачи аварийных сигналов и команд в сетях 500, 220 и 110 кВ «УПАСК-Монитор». Екатеринбург: 2012. 8с.
3. Описание структуры БД программного комплекса «Заявки». Самара: СМС-Автоматизация. 2014. 39с.

Научный руководитель: В.И. Полищук, к.т.н., доцент кафедры электрических сетей и электротехники НИ ТПУ ЭНИН.

УЧЕТ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

П.А. Крючков, А.Е. Семина

ООО «Прософт-Системы», Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина

В настоящее время субъекты оптового и розничного рынка электроэнергии активно внедряют автоматизированные информационно-измерительные системы (АИИС) для эффективной организации учета потребляемых или вырабатываемых энергоресурсов.

Одним из главных методов контроля достоверности данных в АИИС является расчет баланса электроэнергии отдельных объектов или целого района электрической сети.

Ранее [1] рассмотренные походы к расчету баланса электроэнергии на основе типовых шаблонов требуют дополнительного учета резервных схем питания потребителей для формирования корректной структуры распределения электроэнергии на заданном интервале времени и снижения итогового небаланса в целом.

Способы учета резервирования питания потребителей при составлении балансов электроэнергии

Обычно на практике для расчета баланса электроэнергии используется простая древовидная структура объектов учета электрической энергии, описывающая основную схему питания потребителей от головной подстанции, включая промежуточные распределительные пункты (РП) и трансформаторные подстанции (ТП).

При выходе из строя или выводе в ремонт отдельных элементов сети (линия, силовой трансформатор и др.) применяется резервная схема питания для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей. Соответственно, необходимо создание и хранение новой схемы расчета баланса с учетом резервирования питания. В условиях распределительной сети с большим количеством контролируемых объектов количество таких резервных схем может составлять десятки различных конфигураций. Разработка, сопровождение и редактирование такого множества балансных схем может стать сложной и неуправляемой задачей.

При отсутствии системы телемеханики или неполном сборе информации о топологии сети эффективным является подход, в котором основная и резервная схема питания потребителей задается с помощью редактора связей, моделирующим реальное состояние элементов сети во времени.

Резервирования питания потребителей в АИИС «Энергосфера»

АИИС «Энергосфера» строится на базе одноименного программного комплекса (ПК) «Энергосфера», разработанного в инженерной компании «Прософт-Системы» (г.Екатеринбург).

ПК «Энергосфера» успешно применяется уже более десяти лет для создания современных автоматизированных систем комплексного учета энергоресурсов, в том числе и для построения автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для субъектов оптового и розничного рынка электроэнергии.

В рамках функционала ПК «Энергосфера» версии 7 и выше реализован массовый расчет балансов электроэнергии с учетом резервирования питания потребителей на базе шаблонов типовых задач. При этом обеспечивается решение следующих задач: сводный баланс по объектам, баланс объекта, баланс фидера, многоуровневый баланс.

В задаче «сводный баланс по объектам» рассчитываются фактические и допустимые небалансы по заданному множеству объектов типа «подстанция». Задачи расчета балансов по объекту и по фидеру дают более детальное представление о составляющих баланса электроэнергии для заданной подстанции или отдельного фидера.

В задаче «многоуровневый баланс» можно учесть различные схемы резервирования питания потребителей, моделируя состояние связей между отдельными объектами.

В целом представленные шаблоны задач позволяют выполнить расчет баланса на заданном интервале времени с разной степенью детализации электрической сети, в том числе и с учетом резервирования питания отдельных ТП.

Для иллюстрации многоуровневого баланса с учетом резервирования рассмотрим радиальную схему питания потребителей от головной подстанции 110/10 кВ, имеющей несколько отходящих фидеров 10 кВ. Каждый фидер 10 кВ питает свои трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ. Потребители запитаны от ТП по соответствующим фидерам 0,4 кВ.

Пример расчета многоуровневого баланса по одному из фидеров такой подстанции в АИИС «Энергосфера» приведен на рисунке 1.

Баланс по фидеру (многоуровневый)

Объект: Екатеринбург\ПС 110/10 кВ "Ожерелье"\Фидер 1
Отчетный период (ОП): с **01.06.2014** 00:00 по **01.07.2014** 00:00
Опции: Интервал="сутки"; Вид данных: Показания (приращения)

Баланс между питающим фидером (Екатеринбург\ПС 110/10 кВ "Ожерелье"\Фидер 1) и уровнями отпуска электроэнергии

Отпущено с фидера, кВт*ч	Расход по вводам ТП, кВт*ч	Расход по фидерам ТП, кВт*ч	Расход по потр-лям, кВт*ч	Небаланс 1 Фидер/Ввода ТП		Небаланс 2, Фидер/Фидера ТП		Небаланс 3 Фидер/Потребители	
				кВт*ч	%	кВт*ч	%	кВт*ч	%
1 186 800,00	918 300,00	1 005 000,00	969 635,76	268 500,00	22,6	181 800,00	15,3	217 164,30	18,3

Баланс между уровнями отпуска электроэнергии

Ввода ТП	Резерв	Расход по вводам ТП, кВт*ч	Расход по фидерам ТП, кВт*ч	Расход по потр-лям, кВт*ч	Небаланс 4 Ввод/фидеры		Небаланс 5 Ввод/потребители		Небаланс 6 Фидеры/потр-ли	
					кВт*ч	%	кВт*ч	%	кВт*ч	%
ТП 4499\РУ 0,4 кВ\СШ 1\Ввод Т-1	Да	276 500,00	342 000,00	447 174,85	-65 500,00	23,7	-170 674,85	61,7	-105 174,85	30,8
ТП 4498\РУ 0,4 кВ\СШ 1\Ввод Т-1		253 200,00	220 000,00	268 597,35	33 200,00	13,1	-15 397,35	6,08	-48 597,35	22,1
ТП 4497\РУ 0,4 кВ\СШ 1\Ввод Т-1		255 600,00	344 000,00	239 412,82	-88 400,00	34,6	16 187,18	6,33	104 587,18	30,4
ТП 4496\РУ 0,4 кВ\СШ 1\Ввод Т-1		133 000,00	99 000,00	14 450,75	34 000,00	25,6	118 549,25	89,1	84 549,25	85,4
Итого		**918 300,00**	**1 005 000,00**	**969 635,76**	**-86 700,00**	**9,44**	**-51 335,76**	**5,59**	**35 364,24**	**3,52**

Данные со статусом

Рис. 1. Многоуровневый баланс по фидеру 10кВ

В первой таблице отчета «Баланс по фидеру» приводятся небалансы между питающим фидером и отдельными уровнями отпуска электрической энергии: расход по вводам ТП, расход по фидерам ТП, расход по потребителям.

Вторая таблица дополнительно детализирует небалансы для каждой ТП. Кроме того, в столбце «Резерв» указывается признак питания ТП по резервной схеме.

Задание основной и резервной схем обеспечивается при помощи функции «Связи объектов сети». Здесь можно задать «связь» между питающим фидером и ТП, а также состояние связи во времени. Например, на рисунке 2 видно, что выключатель В-10, моделирующий состояние связи «ПС 110/10 кВ Ожерелье\Фидер 1 – ТП4498\ВводТ-1», был отключен некоторое время. При составлении баланса электроэнергии данный период времени будет исключен из расчета. И наоборот, можно задать «связь» и время ее работы для ТП по резервной схеме питания, и включить ее дополнительно в расчет баланса.

Таким образом, указанный подход позволяет достаточно точно представить структуру распределения электроэнергии от питающего фидера до конечных потребителей на заданном интервале времени. Снижение величин расчетных небалансов при этом обеспечивает возможность более точной локализации источников небалансов по отдельным уровням и объектам.

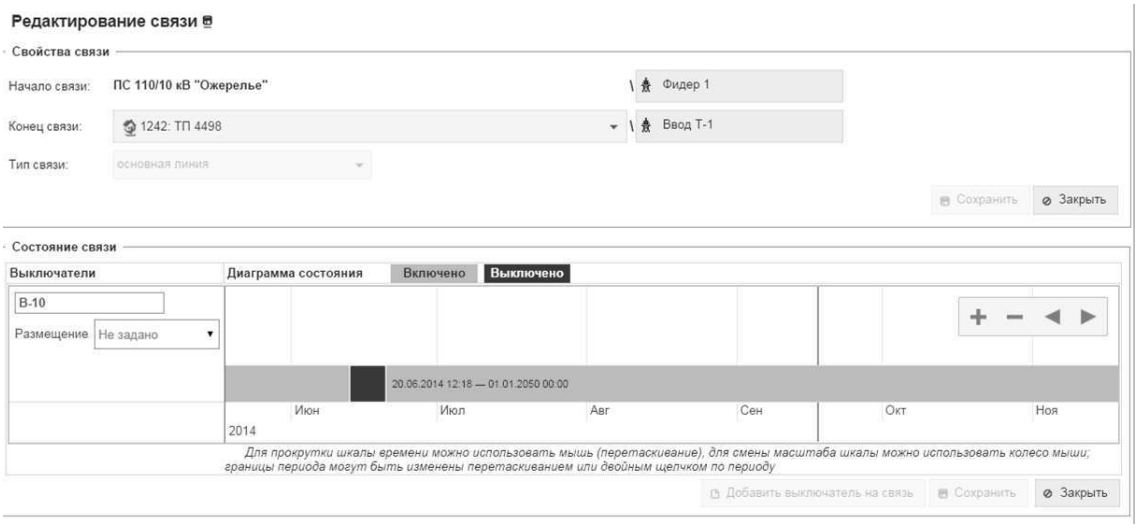


Рис. 2. Редактор связей

Отметим, что на точность расчета баланса с учетом времени работы отдельных связей влияет дискретность измеренных данных. Расчет баланса по суточным показаниям приводит к необходимости приближенной оценки потребления внутри суток при наличии изменения

состояния связей, что ведет к снижению точности расчета итоговых небалансов. Более точный расчет баланса с учетом резервирования питания потребителей можно получить при наличии профиля нагрузки на получасовых и меньших интервалах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для учета резервных схем питания потребителей при формировании балансов электроэнергии предложено формирование связей между объектами и их состояния на заданном периоде времени.
2. Отсутствие измерений профиля нагрузки в приборах учета, используемых в АИИС, приводит к дополнительной потери точности расчета небаланса электроэнергии, как для отдельных объектов, так и сети в целом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Крючков П.А., Семина А.Е. Применение шаблонов для расчета балансов подстанций в задачах большой размерности // Электроэнергетика глазами молодёжи. Научные труды IV международной научно-технической конференции, 14-18 октября 2013 года. Т.1. Новочеркасск, Лик , 2013. с. 499-502.

Научный руководитель: П.А. Крючков, к.т.н., доцент, кафедра «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ.

ОБЗОР РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЗА РУБЕЖОМ

Ю.П. Загайнова
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Энергетический институт, кафедра Электрических сетей и электротехники

Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ) на сегодняшний день является одной из наиболее авторитетных научно-технических ассоциаций, которая объединяет учёных и специалистов-энергетиков всего мира и оказывает сильное влияние на формирование стратегии развития отрасли многих стран [1].

В центре внимания СИГРЭ находятся вопросы разработки, создания и эксплуатации высоковольтного оборудования, задачи планирования и эксплуатации энергосистем, разработки и внедрения новых технологий сбора и обработки информации и систем управления.

Сессии СИГРЭ, собираемые каждые два года в Париже, на родине организации, являются знаковыми этапами, резюмирующими результаты предыдущих мероприятий и определяющими векторы дальнейшего развития электроэнергетики.

По результатам исследований, проводимых СИГРЭ, публикуются отчеты, обзоры и другие материалы, широко используемые при формировании стратегий развития энергетики в различных регионах мира.

Обзор статей представленных на 45-ой Сессии СИГРЭ показал, что особенно интенсивно развиваются технологии, необходимые как для сверхмощных дальних электропередач, так и для распределительных электрических сетей, что отражает общую тенденцию возрастания роли потребителей и распределенной генерации.

В условиях растущих требований к электроэнергетическим системам (ЭЭС) требуется уделять больше внимания оперативной оценке безопасности, новым методам, более гибким и приближенным к реальному времени подходам к управлению ЭЭС.

Развитие современного общества в технологически развитых странах, а также в центрах экономического роста осложнено рядом проблем, обусловленных ограниченностью энергоресурсов и необходимостью эффективного использования энергии в производстве и жизнедеятельности в целом. Ответной реакцией является изменение направления развития электроэнергетики, которая приобретает при этом ряд особенностей, а именно активное стимулирование энергосбережения и снижение потерь электроэнергии; стремительный рост «зеленой» генерации и распределенных источников энергии.

Европейские страны планируют достичь около 35% доли возобновляемых энергоресурсов (ВИЭ) в производстве электроэнергии до 2020 года. Главная цель заключается в сокращении выбросов CO_2 заменой ископаемых источников энергии. В некоторых регионах ВИЭ используются для соблюдения баланса в системе в периоды пиковых нагрузок [2].

Еще одним направлением развития электроэнергетики являются электропередачи постоянного тока (HVDC) и гибкие системы переменного тока (FACTS). Рост использования такого рода систем обусловлен увеличением спроса на электроэнергию в Китае, Индии, Бразилии, Африке, осуществлением межсистемных связей, передачей энергии на большие расстояния и подключением ВИЭ.

На данный момент в Северном море на стадии строительства находятся несколько систем HVDC для передачи электроэнергии от оффшорных ветряных электростанций в страны Северной Европы. На рисунке 1 показана схема расположения систем HVDC, функционирующих в Северной Европе.

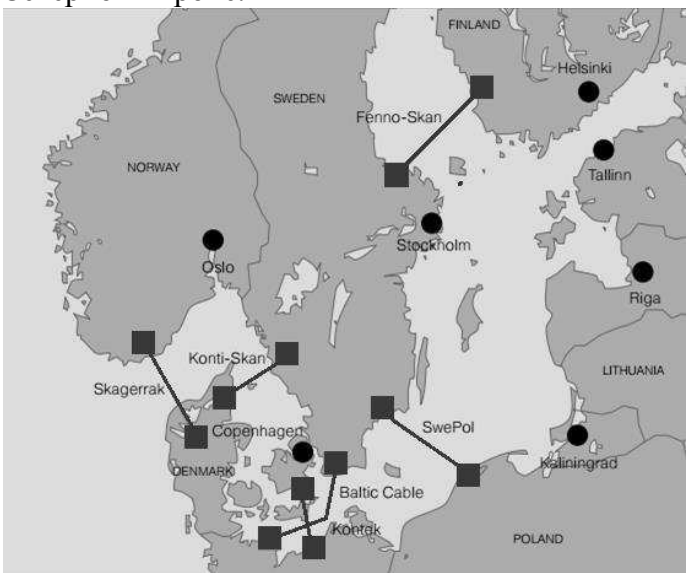


Рис. 1. Схема расположения систем HVDC в Северной Европе

Подобные системы строятся в Китае и планируются к строительству на Восточном побережье США.

HVDC системы также применяются для объединения соседних ЭЭС, особенно в случае подводной электропередачи, например, через две системы HVDC объединены ЭЭС Ирландии и Великобритании.

Тихоокеанская межсистемная линия HVDC, включенная параллельно нескольким линиям переменного тока 500 кВ, проходит на западе США и соединяет Орегон с Лос-Анджелесом. Таким образом, можно автоматически изменять мощность линии постоянного тока так, чтобы защищать линии переменного тока от перегрузки.

Если линия постоянного тока связывает две асинхронные сети и происходит внезапное уменьшение генерирующих мощностей в одной из сетей, ведущее к нарушению частоты и/или напряжения, можно настроить линию так, чтобы она автоматически адаптировала поток мощности для поддержания поврежденной сети.

FACTS-технологии – системы на основе силовой электроники, позволяющие повышать эффективность использования действующих передающих систем, что в итоге

снижает потребность в строительстве новых линий электропередачи. Они обладают хорошими возможностями управления потоками активной и реактивной мощности, динамической поддержкой реактивной мощности с возможностью контроля напряжения.

Одним из примеров применения FACTS служит энергосистема Японии. Компания ChubuElectricPowerCo. ввела в эксплуатацию СТАТКОМ мощностью 450 МВА (3х150 МВА) для улучшения устойчивости и подавления перенапряжения при передаче мощности от недавно построенной тепловой электростанции [2].

На рисунке 2 представлен СТАТКОМ, установленный на подстанции (ПС) Toshin в Японии.

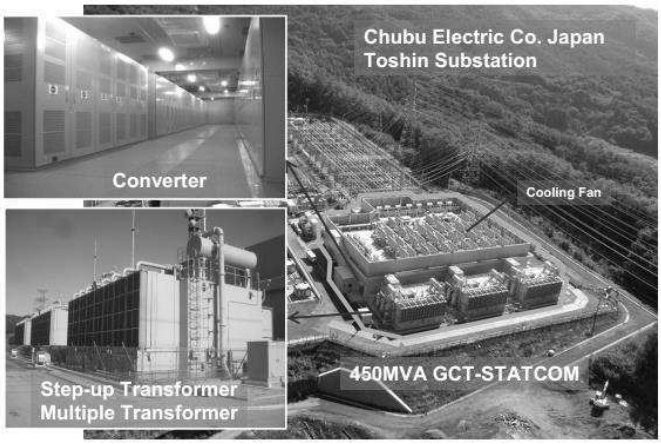


Рис. 2. СТАТКОМ мощностью 450 МВА

С помощью симулятора ЭЭС, представленного на рисунке 3, производился расчет и анализ режима однофазного короткого замыкания на линии.

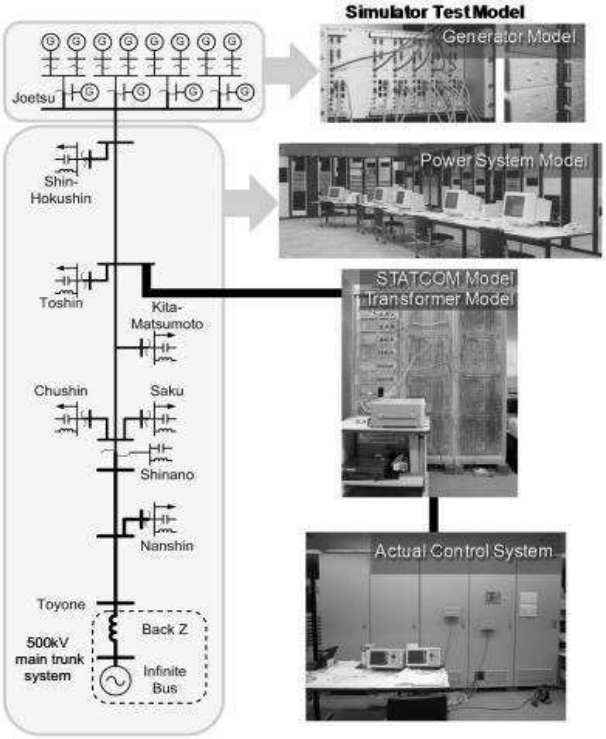


Рис. 3. Конфигурация симулятора ЭЭС

Результаты расчетов показали целесообразность установки СТАТКОМ для улучшения устойчивости ЭЭС и подавления перенапряжения.

Возрастает интерес к такому направлению инновационного развития электроэнергетики, как Smart Grid.

Основными идеологами разработки этого направления выступили США и страны Европейского Союза, принявшие его как основу своей национальной политики энергетического и инновационного развития. В последующем направление получило

признание и развитие практически во всех крупных индустриально развитых и динамично развивающихся странах.

Тенденции развития электроэнергетики в мире также связаны с увеличением доли распределенной генерации энергии.

Международное энергетическое агентство использует следующие определения. Распределенная генерация (DistributedGeneration) – это генерирующий объект, вырабатывающий электроэнергию в месте нахождения потребителя или обеспечивающий поддержку распределительной сети, подключенный к сети при напряжении уровня распределения. К технологиям распределенной генерации обычно относят двигатели, малые и микро- турбины, топливные элементы и фотоэлектрические системы. Рассредоточенная генерация (DispersedGeneration) – распределенная генерация, энергия ветра и другие виды генерации, как соединенные с распределительными сетями, так и полностью автономные. Существует много примеров североамериканских и европейских проектов SmartGrid, которые интегрируют значительное количество установок распределенной генерации. Например, в Германии суммарная установленная мощность фотоэлектрических установок уже достигла 30 ГВт.

Все вышеперечисленные направления развития ЭЭС определяются появлением новых высокоэффективных энергетических технологий, ростом доли высококачественных видов топлива, ужесточением экологических требований, стимулирующих использование ВИЭ. При этом интеграция распределенной генерации в энергосистему предоставляет новые возможности по обеспечению надежного электроснабжения потребителей в сравнении с традиционной моделью централизованного энергоснабжения.

Развитие распределенной генерации, внедрение ВИЭ, интеграция новых технологий влияет на устойчивость работы электрических сетей, усложняет систему управления, снижает эффективность управления, приводит к созданию технологических барьеров при присоединении генераторов к сети. Во избежание этого реализуются такие решения, как динамическая оценка надежности (Dynamic Security Assessment), устройство векторных измерений (PhasorMeasurementUnits), система мониторинга широкой зоны действия (WideAreaMonitoringSystems), динамический рейтинг линии (DynamicLineRating), управление рисками (RiskManagementandAssessment). Применение технологии динамического рейтинга предполагает оценку максимально допустимой пропускной способности линии с учетом её реального технического состояния, а также метеорологических параметров, получаемых в режиме реального времени и определения наименее благоприятных условий для охлаждения проводов по всей длине трассы линии. Подобные системы используются в европейских странах и Новой Зеландии [2].

Произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления. Появление новых международных стандартов, к которым относятся МЭК 61850 и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления энергообъектами, позволяя создать подстанцию нового типа – цифровую. Отличительными характеристиками такой подстанции являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, ее передаче и обработке, автоматизация работы ПС и процессов управления. Цифровые устройства релейной защиты и автоматики помогают реализовать более совершенные алгоритмы обнаружения и локализации нарушений в работе ЭЭС. Использование информационной шины на цифровой ПС расширяет возможности контроля и управления, в том числе дистанционного.

Улучшение контроля и управления электрическими сетями путем внедрения мониторинговых, телекоммуникационных технологий и систем удаленного управления также будет способствовать обеспечению безопасной и бесперебойной работы ЭЭС. Образование такого рода энергоинформационной системы – стратегическая цель развития

ЭЭС в ведущих странах Северной Америки и Западной Европы. Это новый этап развития электроэнергетики в соответствии с требованиями времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Сайт СИГРЭ [Электронный ресурс]: Режим доступа: http://www.cigre.org , свободный.
2. The Technical Programme of the Session Papers // 45th CIGRE SESSION, Paris, France 24 – 29 August, 2014, CDR.

Научный руководитель: Н. Л. Бацева, к.т.н., доцент кафедры электрических сетей и электротехники, Энергетического института ТПУ, davek-19k@yandex.ru.

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БЛОКА ПИТАНИЯ С ОТБОРОМ МОЩНОСТИ ДЛЯ ЗАРЯДКИ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

А.С.Наполов,Р.М.Сайфутдинов

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Сегодня настоящий бум переживают мультикоптеры – многовинтовые летательные аппараты. Впервые испытанные еще в 1922 году (рис. 1), благодаря развитию микроэлектроники они становятся меньше, легче и удобнее в управлении.

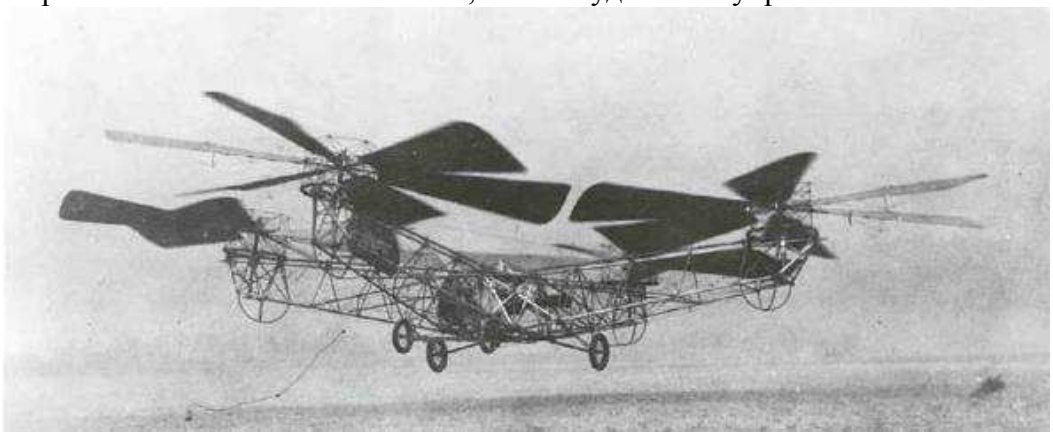


Рис. 1. Первый квадрокоптер, спроектированный Георгием Александровичем Ботезатом в 1922 году.

Применение мультикоптеров очень многогранно. Они используются для аэрофотосъемки. Причем диапазон применений ранжируется от «селфи» где-нибудь в горах до наблюдения за лесными пожарами в труднодоступных районах тайги. Мультикоптеры применяются для доставки грузов: от пиццы в загруженный центр города до необходимых лекарств и продовольствия в пострадавшие от стихийных бедствий районы. Мультикоптеры находят свое применение в журналистике и освещении спортивных мероприятий как на прошедшей в Сочи Олимпиаде.

Однако одной из сложнейших проблем, сдерживающей бурное развитие мультикоптеров, является крайне малое время автономного полета. Для очень дорогих моделей, способных нести хоть какую-то полезную нагрузку, это время редко превышает 30 минут. Типичным является время полета не более 10 – 15 минут.

Рассмотрим возможность обеспечения зарядки аккумуляторной батареи для продления времени автономного полета мультикоптера с помощью известных блоков питания с отбором мощности от тока фазного провода.

Блок питания с отбором мощности от тока фазного провода

Проблема питания электронных компонентов (а зарядное устройство для аккумуляторов мультикоптера безусловно можно отнести к таковым) в «удаленных от розетки» местах поднималась и ранее. В 2009 году для нужд комплексного измерительного устройства высокого напряжения на кафедре Электрофизики информационных систем Национального исследовательского университета «МЭИ» был разработан блок питания с отбором мощности от тока фазного провода [1]. Данный ток был рассчитан на нагруженные высоковольтные линии с током фазного провода до 3000А. В последствии данный блок питания был модернизирован для работы на линиях с токами фазного провода от 100 до 300 А, что позволило применять его на большем количестве линии электропередач, а также избавиться от шунтирующих ветвей, выделявших большую тепловую мощность и массивного высоковольтного трансформатора тока. Лабораторный макет модернизированного блока питания представлен на рисунке 2.



Рис.2. Лабораторный макет блока питания с отбором мощности от тока фазного провода

Существенная минимизация блока питания позволила говорить о целой компактной платформе, позволяющей обеспечивать питание электронных компонентов на стороне высокого потенциала электрических сетей с отбором мощности от тока фазного провода [2].

Необходимые модернизации

Рассмотренный блок питания с отбором мощности от тока фазного провода электрически подходит для заряда аккумуляторных батарей. Его выходное напряжение может быть настроено на уровень 12 – 15 В постоянного тока, что является допустимым входным напряжением для подавляющего большинства зарядных устройств.

Первый вопрос, который необходимо рассмотреть, касается расположения блока питания. Тут возможно два варианта.

1) Расположение блока питания на борту мультикоптера.
2) Организация зарядных площадок на стороне высокого потенциала.

Рассмотрим подробнее каждый из вариантов.

Расположение блока питания на борту мультикоптера безусловно делает его более автономным. Замена свинцового аккумулятора на литий-ионные и литий-полимерные аналоги, возможна [3], хотя и требует добавления модулей мониторинга за состоянием аккумуляторных батарей: температурой, степенью заряда и напряжением.

Однако подобный подход требует определенной грузоподъемности мультикоптера. По самым оптимистичным оценкам вес оборудования блока питания, включающий разъемный магнитопровод, плату выпрямления и стабилизации напряжения, защиты и зарядного устройства будет не менее полутора килограммов. Очень малое количество предложений на рынке мультикоптеров способно нести такую нагрузку. И ни одни из мультикоптеров дешевого класса (до 30 – 50 тыс рублей) не способен поднять такой груз. Учитывая что, кроме блока питания, мультикоптер должен нести еще и полезную нагрузку данное ограничение является существенным недостатком.

Необходимость разъемного магнитопровода диктуется необходимостью осуществлять зацепление за фазный провод линии электропередач. При этом возникает вопрос о возможности размыкания магнитопровода, когда по его первичной обмотке протекает сильный ток.

Лабораторные исследования разъемного ленточного магнитопровода ПЛ 20х40-80 из анизотропной стали типа 3406 из состава лабораторного макета блока питания показали, что пульсация напряжения на зажимах вторичной обмотки не проявляются, что можно объяснить большой емкостью сглаживающего конденсатора.

Усилия необходимые для размыкания магнитопровода, зафиксированные в ходе исследований составляют от 2 кг при минимальном токе 30 А в первичной обмотке до 7 кг при максимальном токе – 300 А. Дальнейшее увеличение тока не приводит к росту необходимого усилия для размыкания магнитопровода, что объясняется его насыщением.

Для реализации замыкания/размыкания магнитопровода потребуется высокоточная механика, способная к тому же развивать усилие в 7 кг для размыкания магнитопровода при протекающем токе в его первичной обмотке. Это может существенно увеличить стоимость итоговой системы. Кроме того, учитывая огромное разнообразие размеров и типов рам мультикоптеров вопрос крепления данного оборудования будет решаться индивидуально в каждом конкретном случае.

Второй принцип зарядки аккумуляторных батарей подразумевает расстановку большого количества блоков питания на стороне высокого потенциала и из оборудование специальными зарядными площадками. Современные полетные контроллеры, применяемые в мультикоптерах, позволяют настроить полет по заранее заданным точкам. Наведение и посадка на зарядную площадку могут быть осуществлены либо визуально, либо автоматизировано с применением современных алгоритомов цифровой обработки изображений. Требуемые модернизации мультикоптеров в случае этого подхода заключается в его снабжении контактами для соединения с контактами зарядной площадки. Стоимость этого решения представляется существенно меньше.

Выводы

Известный способ построения блока питания с отбором мощности фазного тока может быть использован для удовлетворения нужд современного развивающегося рынка мультикоптеров. Обеспечение заряда их аккумуляторных батарей на специально оборудованных зарядных площадках, подобно зарядным станциям электромобилей, позволит увеличить продолжительность автономного полета, сделав применение мультикоптеров более эффективным. Предложенный авторами вариант расположения блока питания на борту мультикоптера хоть и является технически реализуемым представляется авторам нецелесообразным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Геворкян В.М., Яшин И.А.. Блок питания для измерительного устройства высокого напряжения. Принцип построения // Новости Электротехники. 2009. №1(55). с. 36 – 39.
2. Gevorkyan V.M., Yashin I.A. and others. Self-Contained Modular Platform For Sensors in Electric Grids // 2nd Mediterranean Conference on Embedded Computing MECO-2013. p. 235-237
3. Наполов С.А., Сайфутдинов Р.М., Яшин И.А.. О возможности применения литиевых аккумуляторов в составе автономной модульной платформе // Материалы XV международной научно-технической конференции «ИКИ – 2014». с. 239 – 243.

Научный руководитель: Яшин Илья Александрович, к.т.н., старший преподаватель, Национальный исследовательский университет «МЭИ».

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ПРОПИТКИ НИЗКОВОЛЬТНЫХ ОБМОТОК

А.Н.Дудкин, А.П. Леонов, А.С. Супуева
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет
Энергетический институт
Кафедра электромеханических комплексов и материалов

Окончательное формирование основных эксплуатационных свойств изоляции низковольтных обмоток происходит только после пропитки и термообработки. Пропиткойпринято называть процесс заполнения обмотки и ее изолировку специальными лаками или составами с последующей запечкой. В этом случае воздушные включения и пустоты в обмотках и изоляции заполняются лаками, что приближает ее конструкцию к монолиту. Пропитку производят составами без растворителей или лаками на основе растворителей с содержанием пленкообразующих веществ от 35 до 70% в зависимости от лака и технологии пропитки. Пропитка значительно замедляет процессы теплового старения и увлажнения электроизоляционных материалов, так как уменьшается площадь их соприкосновения с окружающей средой. Так же электрическая прочность изоляции вследствие заполнения пор и капилляров обмотки лаками, имеющими более высокую электрическую прочность, чем воздух. Кроме того снижается превышение температуры обмоток, так как теплопроводность лаков намного выше теплопроводности воздуха. Цементируя витки обмоток, пропитка снижает механический износ их изоляции. При выборе пропиточного лака учитывают класс нагревостойкости изоляции машины и применяемые электроизоляционные материалы для витковой и корпусной изоляции.

Главным образом пропитка характеризуется замещением воздуха из свободного пространства обмотки пропиточным составом. В связи с этим важно определить режимы пропитки, обеспечивающие максимальнуюнасыщенность обмотки пропиточным составом.

В процессе пропитки объемный поток пропиточного состава с некоторой скоростью движется по поровым каналам обмотки.Обмотку асинхронного двигателя в гидродинамическом отношении можно представить как капиллярную среду с некоторым коэффициентом проницаемости.

Известно, что условия проникновения пропиточного состава в обмотку при ее пропитке существенно зависят от таких физико-химических характеристик пропиточных составов, как: энергия смачивания пропиточными составами изоляции обмоточных проводов $W_Э$; коэффициента поверхностного натяжения $\sigma_{жг}$; краевого угла смачивания $cos\theta$; плотности и вязкости пропиточных составов[1].

Насыщенность обмотки пропиточным составом может быть охарактеризована коэффициентом заполнения свободного пространства$K_{пр}$между проводниками обмотки пропиточным составом, который равен отношению объема пропиточного состава, сохранившегося в обмотке после её пропитки, к общему объему поровых каналов обмотки:

$$K_{пр} = 1 - \left(1 - \frac{P_K}{\rho g l_{обм} \sin\alpha}\right) \cdot \left[1 - \frac{8{,}288 \cdot K_З \cdot (1 + 0{,}66A)}{(4 - \pi K_З)}\right] \quad (1)$$

где ρ– плотность пропиточного состава[кг/м^3];P_K– давление, обусловленное действием капиллярных сил [Н/ м^2];$l_{обм}$– длина полувитка обмоточной катушки [м];g – ускорение силы тяжести [м/с^2];$K_З$ – коэффициент заполнения,

$$A = \left[\frac{K}{\sigma} \cdot \frac{(l_{обм} \cdot \rho g \sin\alpha - P_К) \cdot \rho g \sin\alpha}{(l_{обм} \cdot \rho g \sin\alpha + P_К)}\right]^{2/3}$$

Время, необходимое для полного заполнения пропиточным составом всех пор и капилляров обмотки при струйном методе пропитки определяется по выражению:

$$\tau = \frac{\mathrm{v} l_{обм}}{Kg \sin\alpha}\left[1 + \frac{\mathrm{P_K}}{\rho g l_{обм} \sin\alpha} \ln\left|\frac{\mathrm{P_K}}{\mathrm{P_K} + \rho g l_{обм} \sin\alpha}\right|\right] \qquad (2)$$

где $\mathrm{v} = \frac{\eta}{\rho}$ – кинематическая вязкость пропиточного состава [м^2/с];K – коэффициент проницаемости обмотки [м^2];α – угол наклона поровых каналов к горизонту, α=30°C.

По методу погружения:

$$\tau = \frac{l_{обм} \sin\alpha}{\upsilon} = \frac{l_{обм} \mathrm{v}}{Kg} \qquad (3)$$

В работе определены величины энергии смачивания, коэффициента поверхностного натяжения и краевого угла смачивания методом погружения. Определение вязкости пропиточных составов производилось при помощи ротационного вискозиметра Brookfield по ГОСТ 1929-87. Определение плотности пропиточных составов производилось косвенным методом измерения – методом взвешивания.

В качестве объектов исследования выбраны перспективные пропиточные составы марок: КП-50, КП-55-5, КП-200.

Компаунд пропиточный марки КП-50 представляет собой смесь полимеризационноспособных олигомеров с целевыми добавками, не содержащую растворителей; класс нагревостойкости Р.

Компаунд пропиточный марки КП-55-5 на основе полиэфиров, модифицированных кремнийорганическими смолами, стабилизаторами, пластификаторами и регуляторами адгезии, рекомендуется для пропитки электрооборудования методом погружения или вакуум-нагнетательной пропитки с изоляцией класса нагревостойкости В и F.

Нагревостойкий пропиточный компаунд марки КП-200 на основе полиорганосилоксанов с целевыми добавками предназначен для пропитки обмоток электрических машин методом погружения с изоляцией класса нагревостойкости Р.

Смачивающие свойства определялись к эмалированным проводам марок: ПЭТ-155, ПЭТД-180, ПЭТД2-К-180.

Используя полученные значения по выражениям 1-3 рассчитаны коэффициенты пропитки $K_{пр}$ для типовой обмотки асинхронного двигателя серии А4.

Расчет проведен двух методов пропитки – струйного и погружением для трех температур: 20°C, 40°C и 60°C.

Заключение

Результаты расчетов позволяют отметить: максимальный коэффициент пропитки $K_{пр}$=0.498 отмечен для композиции ПЭТД-180 – КП-55-5 при пропитке методом погружения при температуре 60°C. При таких условиях достигается наиболее оптимальное сочетание времени и качества пропитки. Высокое значение $K_{пр}$ исключит наличие пустот как потенциальных ослабленных мест в системе изоляции.

Полученные результаты будут использованы как основа для разработки практических рекомендаций по определению и выбору режимов пропитки низковольтных обмоток. Работа выполнена при технической поддержке ЗАО «Дельтапласт», г. Москва.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дудкин А.Н. Разработка методов оценки режимов пропитки обмоток асинхронных электродвигателей: диссертация на соискательство ученой степени кандидата технических наук / ТПИ. Томск,1980г. 208с.

Научный руководитель: А.П. Леонов, к.т.н., доцент кафедры электромеханических комплексов и материалов.

ПРИНЦИП ПАРЕТО: ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД КОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РАЗВИТИЮ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

А.С. Дмитриева
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ

Развитие конкуренции на рынке электроэнергии и реструктуризация отрасли существенно усложнили процессы планирования перспективного развития отрасли. Вследствие перехода крыночным отношениям, задачи развития энергосистем приходится решать в условиях многокритериальности (критерии являются выражением интересов субъектов электроэнергетики), поэтому решить поставленную задачу можно, используя методы многокритериального анализа. Кроме того, решение поставленной задачи усложняет тот факт, что критерии принятия решений носят несопоставимый характер и находятся в условиях вероятностной неопределенности.

В работе рассмотрен метод, основанный на применении принципа Парето. Принцип Парето гласит, что альтернативы (варианты) считаются неразличимыми по оптимальности, если ни одну из них при переходе к любой другой нельзя улучшить ни по одному из критериев, не ухудшив хотя бы по одному из остальных.

Целью применения рассматриваемого метода при планировании перспективного развития является сообщение лицу, принимающему решения (далее – ЛПР), всей необходимой информации об условиях развития, последствия принятия тех или иных решений в различных условиях и рекомендаций наиболее рациональных решений с их обоснованием.

Рассмотрим, как на практике можно применить принцип Парето для решения задачи по расстановке приоритета в реализации мероприятий по усилению электрической сети. В энергосистеме Свердловской области требуется выполнение следующих мероприятий:

1. Замена на ПС 500 кВ Южная ошиновки на вводе ВЛ 110 кВ Полевская, выполненной проводом марки АС-95/27, на провод марки не менее АС-150 (рис. 1).
2. Реконструкция ВЛ 220 кВ Окунево – Рефтинская ГРЭС 1, 2 с заменой провода АС-300 (участок длиной 1,3 км) на провод марки не менее АС-400 (рис. 1).
3. Замена на ПС 220 кВ Вязовская ошиновки на вводах ВЛ 110 кВ Салка 1, 2, выполненной проводом марки АС-120 на провод марки не менее АС-150 (рис. 2).

Требуется дать рекомендации по предпочтительности вариантов.

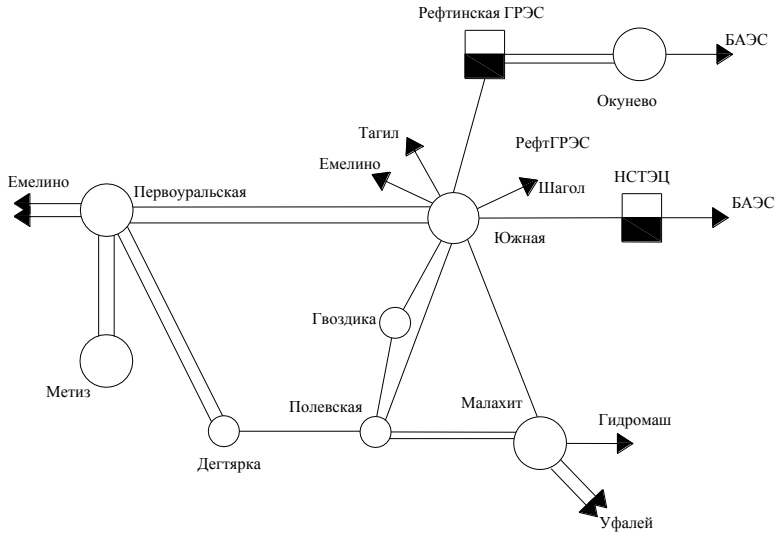


Рис. 1. Схема электрической сети района ПС 500 кВ Южная и ПС 220 кВ Окунево

Отправным этапом многокритериального анализа является выявление критериев принятия решений по развитию энергосистемы. Для решения конкретных задач развития электроэнергетики достаточно общие цели субъекта электроэнергетики должны быть формализованы для возможности применения методов моделирования и оптимизации. Для этого цели необходимо преобразовать в критерии. В отрасли электроэнергетики для характеристики эффективности принятия решений можно выделить следующие критерии:

1. Критерий надежности. Учет критерия производится путем оценки объема графиков аварийного ограничения (ГАО);

2. Критерий удовлетворения прогнозного спроса на электроэнергию. данного критерия производится путем оценки объема нагрузки энергопринимающих устройств, которые невозможно подключить без выполнения рассматриваемого мероприятия с тем, чтобы не ухудшить условия электроснабжения для существующих потребителей;

3. Критерий ориентировочной сметной стоимости реализации мероприятия. Учет критерия производится путем оценки величины капитальных вложений на реализацию мероприятия.

Значения критериальных оценки вариантов приведены в таблице 1.

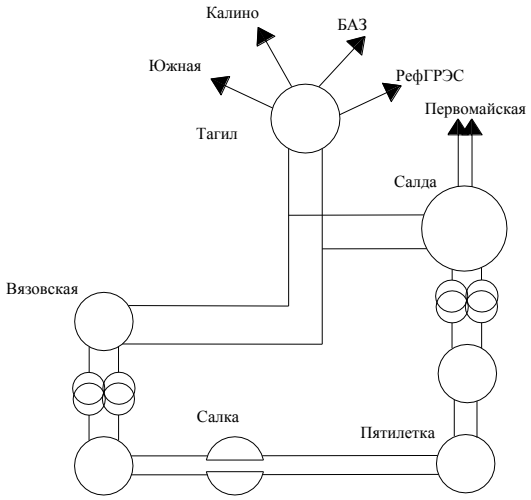


Рис. 2. Схема электрической сети района ПС 220 кВ Вязовская

Таблица 1 – Значения критериальных оценок вариантов

№ п/п	Наименование критерия	Ед. изм	Варианты		
			1	2	3
1	Снижение ГАО от реализации мероприятия	МВт	45	0	18
2	Критерий энергопотребления	МВт	44	75	15
3	Критерий стоимости	млн. руб	14,3	13,7	2,2

1. Прежде всего, необходимо проверить, образуют ли оценки по представленным вариантам множество компромиссов. Как следует из таблицы 1, по первому критерию наилучшим является вариант 1, по второму – вариант 2, по третьему – вариант 3 (оценка по данному критерию минимизируется). Следовательно, все три варианта образуют множество Парето (множество компромиссов) и ни один из вариантов нельзя назвать худшим.

2. Поскольку оценки по вариантам заданы в именованных единицах, для исследования области компромиссов целесообразно привести их к безразмерному виду (таблица 2). За базу принято максимальное значение по каждому критерию. Например, по первому критерию максимальное снижение ГАО составляет 45 МВт. Следовательно, для варианта 1

Как упоминалось выше, оценки по первым двум критериям максимизируются ($F_1 \to \max$, $F_2 \to \max$), а третьему критерию минимизируются ($F_3 \to \min$), поэтому обеспечения возможности существования множества парето-оптимальных планов, рассматриваем критерий $100 - F_3 \to \max$.

Таблица 2 – Значения критериальных оценок вариантов, отн. ед.

Критерий	Номер варианта		
	1	2	3
F_1	F_{11}=	F_{21}=	F_{31}=
F_2	F_{12}=	F_{22}=	F_{32}=
F_3	F_{13}=	F_{23}=	F_{33}=

3. Далее необходимо определить области эффективности вариантов, которые получаются при попарном сравнении вариантов. Для этого необходимо получить уравнения прямых, разделяющих области эффективности вариантов в пространстве критериев. На рисунке 3 в виде прямоугольного треугольника с вершинами ($p_1 = 1, p_2 = 0;\ p_1 = 0, p_2 = 0;\ p_1 = 1, p_2 = 1$) изображена область допустимых значений весовых коэффициентов.

Равенство оценок для пары вариантов 1 и 2 в виде $F_{B_1} = F_{B_2}$ можно записать в развернутом виде через весовые коэффициенты первого и второго критериев p_1и p_2, придав им критические значения p_{1k} и p_{2k}, т.е. такие значения, при которых эффективности вариантов становятся одинаковыми.

Так как $p_3 = 1 - p_1 - p_2$, то $F_{B_1} = F_{B_2}$ можно записать в виде

$$p_{1k} \cdot F_{11} + p_{2k} \cdot F_{12} + (1 - p_{1k} - p_{2k}) \cdot F_{13} = p_{1k} \cdot F_{21} + p_{2k} \cdot F_{22} + \\ +(1 - p_{1k} - p_{2k}) \cdot F_{23}$$

После преобразования можно получить

$$p_{1k} \cdot (F_{11} - F_{13} - F_{21} + F_{23}) + p_{2k} \cdot (F_{12} - F_{13} - F_{22} + F_{23}) = F_{23} - F_{13}$$

Подставляя значения оценок по критериям из таблицы 2, после небольших преобразований получаем уравнение вида

$$1{,}058 \cdot \mathrm{p_{1k}} - 0{,}355 \cdot p_{2k} = 0{,}058$$

Очевидно, что этому условию отвечают точки

$$\mathrm{p_{1k}} = 0, \mathrm{p_{2k}} = -0{,}163;\ \mathrm{p_{1k}} = 0{,}055, \mathrm{p_{2k}} = 0$$

Прямая, соединяющая эти точки и принадлежащая треугольнику области существования оценок по вариантам, изображена на рисунке 3 и отмечена записью B_1=B_2. Очевидно, что точка p_2=1, p_1=p_3=0 соответствует выбору варианта 2, так как при этом выполняется сопоставление вариантов по единственному критерию – второму. Следовательно, все точки треугольника, лежащие выше найденного отрезка прямой B_1=B_2, принадлежат области эффективности варианта 2 (область 0-1-a-b), а ниже – варианта 1 (область b-c-1).

Условие равенства оценок по вариантам 1 и 3 ($F_{B_1} = F_{B_3}$):

$$p_{1k} \cdot (F_{11} - F_{13} - F_{31} + F_{33}) + p_{2k} \cdot (F_{12} - F_{13} - F_{32} + F_{33}) = F_{33} - F_{13}$$

После подстановки значений оценок по критериям (таблица 2):

$$0{,}724 \cdot \mathrm{p_{1k}} + 0{,}511 \cdot p_{2k} = 0{,}124$$

Отсюда можно получить точки прямой, разделяющей области эффективности вариантов 1 и 3, принадлежащие координатным осям, в виде:

$$\mathrm{p_{1k}} = 0, \mathrm{p_{2k}} = 0{,}243;\ \mathrm{p_{1k}} = 0{,}171, \mathrm{p_{2k}} = 0$$

Соответствующая полученной пограничной области прямая, отмеченная записью B_1=B_3, показана на рисунке 3.

В точке с координатами p_2=1, p_1=p_3=0 более эффективным является вариант 1, значит этот вариант эффективнее во всей области, лежащей правее найденного отрезка прямой B_1=B_3 (область d-c-1-1), а вариант 3– во всей области, лежащей левее (область 0-c-d).

Наконец запишем уравнение равной эффективности вариантов 2 и 3 $\left(F_{B_2} = F_{B_3}\right)$. Очевидно, что оно выглядит следующим образом:

$$p_{1k} \cdot (F_{21} - F_{23} - F_{31} + F_{33}) + p_{2k} \cdot (F_{22} - F_{23} - F_{32} + F_{33} = F_{33} - F_{23}$$

Подставим значения оценок по критериям из таблицы 2:

$$-0{,}334 \cdot \mathrm{p_{1k}} + 0{,}866 \cdot p_{2k} = 0{,}066$$

Очевидно, что этому условию отвечают точки

$p_{1k} = 0, p_{2k} = 0{,}076;\ p_{1k} = -0{,}198, p_{2k} = 0$

Соответствующая точкам равной эффективности прямая обозначена на рисунке 3 как B_2=B_3. Ее действующая часть – отрезок, пересекающий прямоугольный треугольник возможных значений весовых коэффициентов. По одну сторону отрезка (выше его на рисунке 3) эффективнее вариант 2 (область m-1-f), по другую (ниже отрезка на рисунке 3) – вариант 3 (область 0-m-f-1).

Нетрудно видеть, что в результате попарного сравнения вариантов зона эффективности варианта 1 представляет собой множество весовых коэффициентов, ограниченных областью d-k-e-a-f-1, варианта 2 – областью m-c-1-a-e-n, варианта 3 – областью 0-m-n-k-d-b. Область n-k-епредставляет собой зону равной эффективности всех трех вариантов.

Таким образом, выполненные процедуры позволили провести районирование области эффективности сопоставляемых вариантов в пространстве критериев. Таким образом, можно сделать вывод, что в данной задаче, скорее всего, стоит отдать предпочтение варианту 2 (занимает большую часть площади треугольника эффективности вариантов в пространстве критериев).

Следует отметить универсальность рассматриваемого метода поиска предпочтительного варианта с точки зрения эффективности и надежности в рамках интегрированной системы принятия решений. В частности, он может служить методом поиска компромиссного решения, когда цели противоречивы. Выполнение таких целей невозможно полностью обеспечить, и приходится жертвовать полным выполнением одних ради выполнения других целей, то есть довольствоваться компромиссным решением.

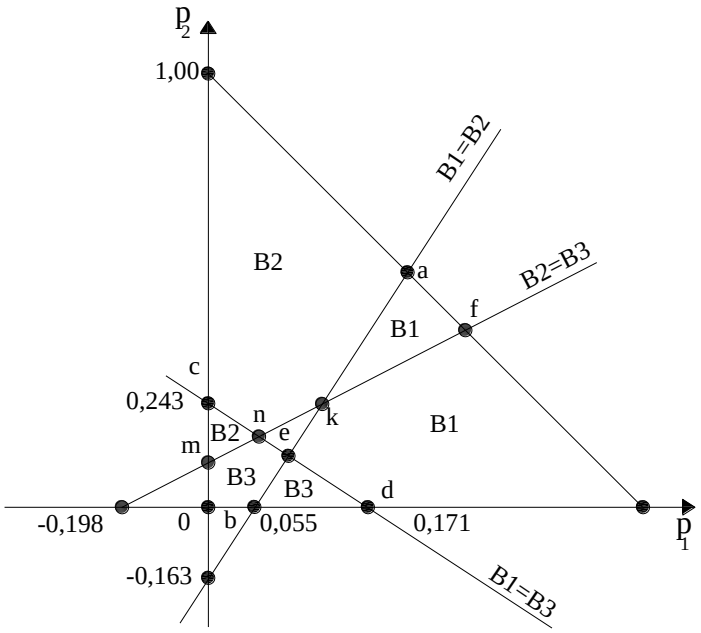


Рис. 3. Построение областей эффективности вариантов

Характерным примером являются две цели – экономичность и надежность (повышение надежности, как правило, осуществляется за счет ухудшения экономичности и наоборот). Иными словами, предлагаемый метод может быть использован на стадии финансового анализа вариантов, когда приоритетность проектов, отвечающих всем техническим требованиям, определяется исходя из принципа минимальных капитальных вложений на реализацию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

2. Ильенко А., Пилениекс Д. Современная система перспективного планирования развития ЕЭС России. Энергорынок, 2012, № 6(101), с.21-25.
3. Мызин А.Л. Планирование развития электроэнергетических систем. Екатеринбург, 2008. 255 с.
4. Van Sickel, J.H., Venkatesh, P., Lee K.Y. Analysis of the pareto front of a multi-objective optimization problem for a fossil fuel power plant (conference publications). Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, с. 1-8, 2008.

ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ ТИПА ЗНОЛПМ-10 В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10 кВ С ВОЗДУШНЫМИ ЛЭП

А.В. Корбуков, А.В. Прокудин, М.Е. Гольдштейн
Южно-Уральский государственный университет

Проблема повреждаемости заземляемых трансформаторов напряжения (ТН) в сетях 6-35 кВ не нова. Насыщение при коммутационных перенапряжениях магнитопровода ТН приводит к уменьшению их индуктивности намагничивания, что делает возможным возбуждение феррорезонансных процессов (ФРП) [1, 2]. Это приводит к росту токов до величин, превышающих допустимые. Для предупреждения ФРП разработаны антирезонансные ТН [3, 4]. Обычно - это ТН с масляной изоляцией, имеющие большие габариты. Освоены ТН типа ЗНОЛПМ-10 с литой изоляцией, встроенными защитными предохранителями и уменьшенными габаритами [5]. Иногда их называют антирезонансными, не смотря на то, что такими они не являются [6]. Малые габариты этих ТН, являясь привлекательными для разработчиков пунктов коммерческого учета (ПКУ) в сетях 6-10 кВ, привели к массовой их установке. Во многих случаях ТН работают удовлетворительно, однако, в сетях с воздушными ЛЭП наблюдается большое количество отказов. Так в сетях Тобольского ТПО установлено более 200 ПКУ-10, укомплектованных группами ТН типа ЗНОЛПМ-10 производства СЗТТ. При статистической обработке информации об отказах ПКУ в 2012-2013 годах отмечено большое количество повреждений, связанных как с перегоранием встроенных предохранителей, так и с разрушением обмоток ТН. Поставлена задача разобраться в причинах этих повреждений.

В рамках задачи по выявлению причин повреждений ТН и определения мероприятий по снижению повреждаемости в программном комплексе EMTP-ATP разработана модель для анализа электромагнитных процессов при коммутациях и, в частности, при однофазных дуговых замыканиях (ОДЗ), а так же для определения действующих значений токов при длительных ОДЗ. Недостаточные данные завода изготовителя о параметрах ТН типа ЗНОЛПМ-10 вызвали необходимость при разработке модели ТН снять кривые намагничивания партии ТН (по мгновенным значениям B и H), провести тепловые испытания ТН, а также исследовать ампер-секундные характеристики предохранителей.При этом выявлены несоответствия паспортных параметров ТН действительным. Так оказалось, что предохранители не перегораютпри токах меньших 450 мА, что не соответствует объявленным СЗТТТ значениям. Кроме того, при паспортном значении длительно допустимого тока ТН 70 мА, температура его обмотки достигает допустимой только при длительных (как это бывает при длительном ОДЗ) токах 0,15 А и 0,125 А соответствующих температуре окружающего воздуха 40 °С и 60 °С соответственно.

Феррорезонансные процессы. Заводом изготовителем для придания антирезонансных свойств и снижения сверхтоков обмоток ТН типа ЗНОЛ при ОДЗ

рекомендуется заземлять общую точку «звезды» обмоток 10 кВ через резистор с сопротивлением 800 Ом [3]. Увеличение сопротивления позволило бы эффективнее гасить ФРП, но заземляемый вывод первичной обмотки ЗНОЛПМ-10 имеет низкий уровень изоляции. Для предотвращения ФРП рекомендуется в дополнительную обмотку ТН, соединенную в «разомкнутый треугольник», включать резистор. При замыканиях на землю по нему течет ток нулевой последовательности. Так как резонансный контур – это контур нулевой последовательности, то активные потери в резисторе демпфируют колебания. Чем меньшее сопротивление этого резистора, тем успешней гашение ФРП. Однако, дополнительная обмотка имеет предел термической стойкости 400 ВА, которому соответствует предельный ток обмотки 4 А и сопротивление резистора 25 Ом.

В работе [4] для сетей с ТН типа ЗНОЛП-10 определены области существования ФРП для различного количества ТН, присоединенных к фидеру. Так как ТН типа ЗНОЛПМ конструктивно отличается от ЗНОЛП, нами на модели,разработанной в программном комплексеEMTP-ATP проведеныаналогичные исследования для одного из сетевых районов Тобольского ТПО с ТН типа ЗНОЛПМ-10 (результаты представлены в таблице 1).

Первоначально определены области существования феррорезонанса для различногоколичества присоединенных к фидеру ТН без резисторов 800 Ом и 25 Ом.Затем проведена серия опытов для оценки антирезонансного эффекта от ввода таких резисторов. Рассмотрена сеть с десятью параллельно включенными ТН. Оказалось, что из десяти ТН достаточно восемь оснастить резисторами 25 Ом (при условии, что все десять ТН имеют резисторы в нейтрали 800 Ом) для того, чтобы ФРП не возникали в сетях с любой емкостью.

Таким образом, ФРП, обычно выдвигаемые на первый план при исследовании повреждаемости различных ТН в сетях с изолированной нейтралью, исключены, как причины повреждений ТН типа ЗНОЛПМ, эксплуатируемых с резисторами 800 Ом и 25 Ом. Однако, ТН повреждаются. Особенно часто перегорают встроенные предохранители, и причину повреждений надо выявить.

Таблица 1 - Области возникновения ФРП

$C_Ф$, мкФ	Кол-во ТН с $R_Д$										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0.4	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-
0.5	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
1.4	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
1.6	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-
1.8	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-
2	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
2.2	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
2.4	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
2.6	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-
2.8	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-
3	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Причины повреждений ТН типа ЗНОЛПМ-10. В работах, исследующих причины повреждений ТН в сетях с изолированной нейтралью, отмечается опасность длительных ОДЗ. Даже без возбуждения ФРП перенапряжения при коммутациях в сети могут приводить к насыщению ТН и появлению больших токов в их обмотках [4], [6]. Так исследования на

модели сети показали возможность возникновения в обмотках ТН токов с действующими значениями, превышающими 1 А. Кратковременные коммутационные процессы, не могут существенно повлиять на тепловой режим ТН и вызвать его повреждение, но токи ТН, при длительных ОДЗ, могут нагреть их обмотки до близких к критическим температур. В этом случае даже кратковременные дополнительные коммутационные перенапряжения, вызванные, например, поиском места ОЗЗ способны привести к повреждению ТН. Характер изменения действующих значений токов в обмотках ВН ТН при наложении коммутаций на длительное ОДЗ представлен на рисунке 1. Поэтому следует до минимума ограничить время поиска места повреждения при ОЗЗ, с тем, чтобы дополнительные броски токов в обмотках ТН при отключении/включении ЛЭП не оказались «последней каплей» для разогретого трансформатора.

Для снижения числа отказов ТН от токовых перегрузок необходимо не допустить больших токов в обмотках ТН. Чтобы обеспечить метрологические свойства ТН нельзя ограничить токи установкой последовательно с обмотками ВН резисторов. Следует либо бороться с причиной возникновения сверхтоков – перенапряжениями, либо ограничить время воздействия перенапряжений на ТН.

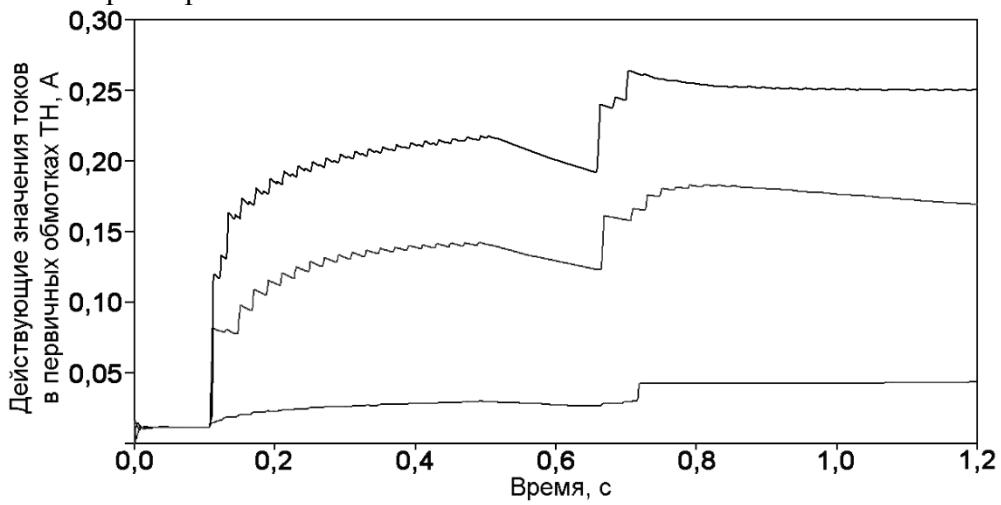


Рис.1. График средних действующих значений токов в обмотках ВН ТН к определенному моменту времени в случае отключения/включения ЛЭП с существующим ОДЗ

Ограничение перенапряжений при помощи ОПН затруднено тем, что обычно они применяются для снижения перенапряжений высоких кратностей (более $3U_{\phi}$) и малой длительности. Так как длительно допустимое паспортное значение тока ТН типа ЗНОЛПМ-10 составляет всего 70 мА, согласно результатам моделирования для исключения их повреждения при длительных ОДЗ необходимо снижение перенапряжений до 19 кВ (Таблица 2). Энергоемкость ОПН, которые должны выдерживать режимы таких ОДЗ, на сегодняшний день недостаточна.

Также проведенные исследования показали отсутствие существенной зависимости величины перенапряжений в различных участках сети от места повреждения. Связано это с большим количеством ТН, установленных в различных участках сети. Поставлен опыт для определения целесообразности установки конденсаторных батарей (БК) на шинах подстанции для ограничения токов в ТН. При помощи БК емкостью 2 мкФ удалось снизить максимальный ток в обмотках ТН практически в два раза (Рисунок 2). Условия же эксплуатации самой БК, являются тяжелыми. Конденсаторы чувствительны к перенапряжениям, и существует риск выхода их из строя.

Таблица 2 - Токи в ТН в зависимости от уровня перенапряжений

$U_{ост}$, кВ	U_m, кВ			I, А		
	А	В	С	А	В	С
-	25,87	28,0	14,88	0,133	0,236	0,04
26	25,91	26,0	14,75	0,133	0,235	0,04
25	25,0	25,0	13,8	0,133	0,235	0,04
24	24,0	24,0	12,59	0,130	0,229	0,04
23	23,0	23,0	13,3	0,119	0,208	0,05
22	22,0	22,0	14,11	0,100	0,163	0,07
21	21,0	21,0	15,15	0,08	0,126	0,08
20	20,0	20,0	14,87	0,065	0,098	0,07
19	19,0	19,0	14,25	0,047	0,074	0,063

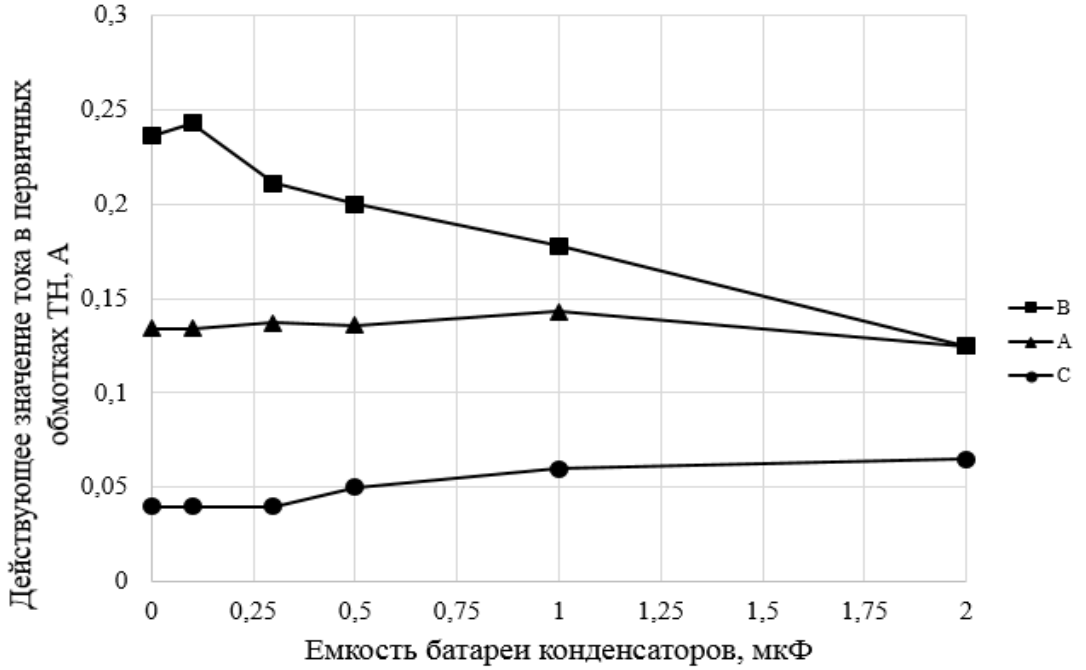


Рисунок 2. Графики токов в обмотках ТН в зависимости от емкости БК

Проведенные исследования показали, что в сетях с ПКУ-10 с ТН типа ЗНОЛПМ-10 сегодня радикальным средством ограничения перенапряжений является резистивное заземление нейтрали.

Заключение. Проведенные исследования на модели сети в программном пакете EMTP-ATP показали следующее.

1. В сетях с трансформаторами типа ЗНОЛПМ-10, при выполнении рекомендаций по установке резисторов 800 Ом в общую точку «звезды» обмотки ВН и 25 Ом в дополнительную обмотку, собранную в «разомкнутый треугольник», феррорезонанс не возникает ни при каких значениях емкости сети.

2. Режим длительного ОДЗ в сети с изолированной нейтралью опасен для этих ТН. Перенапряжения, возникающие при гашении перемежающейся дуги, длительно воздействуют на обмотки ТН, насыщая их. Токи обмоток ВН ТН значительно превышают длительно допустимые, что, в ряде случаев, может привести к их перегреву и повреждению.

3. Предотвращение повреждений обмоток и защитных предохранителей ТН типа ЗНОЛПМ-10 может быть достигнуто либо снижением кратностей перенапряжения, до уровня $2{,}2U_{ф}$, либо ограничением по времени существованиярежимаОДЗ.

4. Меры по снижению перенапряжений должны быть комплексными и включать в себя смену режима заземления нейтрали.

Также, с осторожностью следует относиться к заявлениям производителей [5] об эффективности защитно-предохранительных устройств в режимах перегрузок обмоток ТН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Халилов Ф.Х., Евдокунин Г.А. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений. СПб.: Энергоатомиздат, 2002. 272 с.
2. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: учебник. Новосибирск: Издательство НГТУ, 2004. 367 с.
3. Раскулов Р.Ф. Трансформаторы напряжения 3-35кВ. Метрологические функции первичны // Новости электротехники. 2006. №6(42).
4. Лавров Ю.А., Лаптев О.И. Современные антирезонансные трансформаторы напряжения // Новости электротехники. 2009. № 5(59). С. 32–35.
5. Собова И.А. Особенности эксплуатации трансформаторов напряжения с литой изоляцией классов напряжения 6-35 кВ // Электротехнический рынок. 2012. № 3(45).
6. Кадомская К.П., Лаптев О.И. Предотвращение самопроизвольного смещения нейтрали – задача для разработчиков ТН //Новости Электротехники. 2009. № 4(58).

Научный руководитель: М.Е. Гольдштейн, профессор кафедры электрические станции, сети и системы ЮУрГУ (НИУ), к.т.н., профессор.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СВЕРХПРОВОДИМОСТИ КАК ОСНОВА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МЕГАПОЛИСОВ

В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн, А.И. Нюхалов, В.В. Апполонов
Филиал ОАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС»
ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»

Энергосистемы современных крупных городов – мегаполисов (МП), сформированные и реализованные сегодня по традиционным принципам, с большой вероятностью не смогут в полной мере удовлетворить требованиям, которым они должны будут отвечать в самой близкой перспективе. Это определяет необходимость перехода к инновационным направлениям их развития,возможность которого обусловлена повсеместным широким внедрением и активным применением новейших технологийи инновационных решений.

При этом с точки зрения организации качественного и безаварийного электроснабжения возникают новые задачи. Например, в случае передачи больших мощностей - более 200÷300 МВА и одновременном снижении роста токов коротких замыканий (КЗ); при изменениях инфраструктуры и высвобождении дорогостоящей земли, в частности, при замене воздушного исполнения линий электропередач (ЛЭП) на кабельные; при передаче мощностей на генераторном напряжениях 10÷20 кВ с исключением распределения и глубоких вводов на напряжениях 110 кВ и выше и др.

Одно из наиболее масштабных и перспективных направлений инновационного преобразования современной электроэнергетики и, в частности, энергоснабжения МП - это создание электрических сетей и систем (ЭСС), основанных на применении технологий высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП). Эта уникальная концепция развития электроэнергетики открывает принципиально новые возможности во всех элементах электроэнергетических комплексов, снимая значительную часть вопросов генерации, распределения и потребления, которые решаются сейчас неудовлетворительно. При этом можно отказаться от большей части ограничений на размещение источников и потребителей энергии и ограничить ее потери.

Однако несомненно, при этом, по мнению академика РАН А. Макарова, неизбежно появятся новые проблемы, трудоемкость и затратность которых представить на данном этапе

можно только ориентировочно, или совершенно невозможно.

Отметим, что программы разработки и внедрения СП технологий в энергетике приняты на государственном уровне в Южной Корее, Китае, Австралии, Мексике и других странах. Дальше всех в разработке этого проекта продвинулись США, где разработки по этому направлению проводятся уже более 20 лет с финансированием от Министерства энергетики и частных компаний. На его основе уже функционируют ВТСП кабели в ряде энергетических систем США.

Также на ВТСП индуктивных технологиях основаны проекты создания и использования электросетевых накопителей энергии большой мощности, с помощью которых появляется возможность на 25 ÷ 30% сгладить графики нагрузки.

Аналогичные проекты разрабатываются и в России. ФСК РФ ведет разработку и тестирование технологий, использующих в своей основе эффекты ВТСП. Предполагается после завершения необходимых исследований и испытаний организовать энергоснабжение ряда районов Москвы и Санкт-Петербурга на основе применения ВТСП кабельных линий.

Несомненно, в перспективном развитии, как названных суперпроектов, так и реализуемых в настоящее время, энергосистемы крупных МП должны основываться на следующем:

• доступность - обеспечение потребителей энергией в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от требуемого качества.

• надежность - возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без масштабных отключений или высоких затрат на восстановление работы.

• экономичность - функционирование в соответствии с основными законами спроса и предложения на базе обоснованных цен.

Одним из наиболее характерных применений ВТСП материалов и технологий являются кабельные ЛЭП. Их основным преимуществом перед обычными маслонаполненными кабелями или кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена является высокая пропускная способность при малом сечении, низкие потери энергии, а также пожарная и экологическая безопасность.

Прежде всего, создание сверхпроводникового кабеля на большие токи позволит эффективно решить проблему глубоких вводов мощности в крупные города при выдаче мощности от крупных электростанций, расположенных за пределами агломерации. Традиционно в МП с целью снижения потерь распределение электроэнергии внутри города происходит на напряжении 110 кВ с последующим понижением до 10 кВ и 0,4 кВ. Минимальные потери в ВТСП - кабелях при их повышенной пропускной способности позволяют исключить ступень СЭС на напряжении 110 кВ и распределять электроэнергию в городе без подстанций и ЛЭП 110 кВ сразу на напряжении 10–20 кВ при значительном снижении стоимости подстанций.

В настоящее время в мире эксплуатируется около 10 коротких ВТСП – кабельных линий и ведутся работы более чем по 10 крупным проектам в этой области. Крупнейший проект в США: 650 м, 138 кВ, 2,4 кА, 574 МВА. Сейчас идет установка и подготовка к эксплуатации.

Немецкий город Эссен будет первопроходцем в новом проекте создания внутригородской системы распределения электроэнергии будущего: в 2014 году здесь будет проложен самый длинный в мире на настоящий момент высокотемпературный сверхпроводящий кабель (ВТСП). Недавно проект "AmpaCity" был представлен общественности. Общая стоимость научно-исследовательского проекта составляет около 13,5 миллионов евро. Традиционные линии на 110 кВ между подстанциями в центре Эссена будут заменены современным сверхпроводящим кабелем на 10 кВ на участке протяжённостью один километр. Одна секция сверхпроводящего кабеля может заменить до пяти параллельных традиционных кабелей на напряжение 10 кВ или подстанции на 110/10 кВ. В результате экономится пространство в дорогостоящих районах города. [5]

Необходимо отдельно остановиться на характерных особенностях работы силовых трансформаторов (СТ) с ВТСП обмотками при протекании по ним импульсных токов, связанных с режимами КЗ и их локализацией [3, 4]. Характерным свойством ВТСП проводников является почти мгновенная потеря свойства СП при превышении температуры проводника некоторого порогового значения. Тот же эффект характерен и для изменения магнитной индукции, непосредственно зависящей от протекающего тока. Иначе говоря, сопротивление резко возрастает, в частности, при протекании ударного тока КЗ, создавая условия эффективного токоограничения. Главным преимуществом СТ с ВТСП обмотками являются низкие нагрузочные потери по сравнению с традиционными трансформаторами, меньшие массогабаритные показатели, возможность ограничения токов короткого замыкания, экологическая безопасность , пожаровзрывобезопазность и др.

После снижения тока, уменьшения индукции и возврата к исходным значениям температуры (здесь необходима эффективная работа системы охлаждения) условия ВТСП восстанавливаются. В работе Манусова В.З. и Александрова Н.В. [3, 4] показано, что подбором параметров СТ с ВТСП обмоткой возможно обеспечить необходимое ограничение ТКЗ для СТ 15 МВА.

Решение задачи ограничения ТКЗ реализуется целым рядом токоограничивающих устройств (ТОУ), построенных по различным принципам, в том числе и с использованием ВТСП для ТКЗ(ВТСП ТОУ). Этот вид ТОУ включается в защищаемую часть сети. Основное преимущество ВТСП ТОУ заключается в его возможности иметь существенное низкое сопротивление по сравнению с эксплуа-тируемыми токоограничительными реакторами в нормальном режиме и практически безинерционно увеличивать его до требуемой величины при КЗ.

Это позволяет использовать ВТСП ТОУ в сетях с целью снижения ударных значений токов короткого замыкания (КЗ), координации токов КЗ с отключающей способностью коммутационной аппаратуры, электродинамической и термической защиты элементов СЭС от воздействий протекающих токов. Уникальные свойства сверхпроводящих материалов позволяют создать ТОУКЗ, не имеющие аналогов среди традиционных электротехнических устройств. Они позволяют также продлить срок службы коммутационной аппаратуры.

В настоящее время в России реализовано несколько опытно-промышленных проектов ВТСП ТО на напряжения до 20 кВ и на мощности порядка 10–15 МВА. Начаты разработки ВТСП ТО на напряжение 110–138 кВ (США, Евросоюз).

Остановимся на характерных особенностях применения собственно ВТСП, так как будущее энергетического комплекса в значительной мере определяется перспективой использования этого уникального явления.

После открытия высокотемпературных сверхпроводников с температурой перехода выше температуры кипения жидкого азота (~70°K) в ведущих отечественных и зарубежных научных центрах резко возрос объем разработок нового электротехнического оборудования на основе ВТСП материалов с улучшенными энергетическими и массогабаритными показателями. Перспективы использования явления сверхпроводимости в электромеханических преобразователях связывают с двумя их фундаментальными физическими свойствами: отсутствие сопротивления протекающему постоянному току и ярко выраженные диамагнитные свойства (эффект Мейсснера). [1]

Исследования показывают, что используя ВТСП материалы, можно существенно повысить КПД и эффективность автономных энергосистем и значительно улучшить массоэнергетические показатели базового ЭО. Это позволит создать более компактные и легкие элементы энергосистемы (при той же мощности) или существенно увеличить мощность единичных агрегатов (при тех же размерах и массе). Кроме того, из-за низкого сопротивления сверхпроводящих элементов нормальных рабочих режимах, его резкого при увеличениях тока и возврата в исходное состояние при ликвидации режима КЗ устойчивость работы СЭС может быть значительно повышена. [5]

На сегодняшний день происходит разработка ЭО на основе ВТСП технологий, причем в США и Японии производителям уже удалось приблизить стоимость ЭО на основе ВТСП технологий к стоимости выпускаемого оборудования. В частности, изготовлены композитные ВТСП провода второго поколения с себестоимостью 10÷15 долл. США за 1 кА·м, что уже равно или ниже стоимости меди. Однако технические и массоэнергетические показатели оборудования гораздо выше чем у действующих аналогов. [7]

Новое ВТСП оборудование в СЭС МП в частности, имеет специфические новые конструктивные особенности и, как следствие, новые электрические параметры, а также является причиной не встречавшихся ранее новых явлений. Необходимость тщательного изучения возникающих при этом физических процессов особенно актуальна в связи с перспективами его широкого применения, а также в связи с еще одной стороной обсуждаемой проблемы. Она связана с повсеместным широким внедрением в российскую энергетику зарубежного ЭО, которое часто не в полной мере соответствует российским нормам и стандартам.

Это становится все более существенной причиной возможных аварийных ситуаций и нарушений электроснабжения. Поставщики и потребители электроэнергии, а иногда, что совершенно недопустимо, и проектировщики не уделяют должного внимания этим расхождениям. А ведь государственные стандарты России, нормативные и директивные документы, технические требования, рекомендации и инструкции разрабатывались и разрабатываются для условий эксплуатации именно России.

Среди наиболее существенных причин можно назвать, специфику электроснабжения и, прежде всего, отличные от большинства зарубежных стран режимы заземления нейтрали, жесткие климатические условия, связанные с ними механические требования и др.

Объективно подходя к этой проблеме, надо, несомненно, отметить, что ведущие мировые производители (ABB, Siemens, Schneider Electric и др.) много делают для обеспечения соответствия их продукции к условиям России, как значительного рынка ее потребления. Эта работа проводится, как в рамках деятельности международных электротехнических организаций (МЭК, СИГРЭ и др.), так и совместными предприятиями, продукция которых практически целиком ориентирована на потребности отечественной энергетики. Тем не менее, данная проблема пока далека от удовлетворительного решения.

Неизученность влияния параметров нового ВТСП российского и зарубежного ЭО по отдельности и совместно на режимы функционирования, техническое состояние ЭССЭ, перераспределение потоков мощности в них, несоответствие нормам режимов напряжения в узлах сети и т.д. может привести к серьезным системным авариям вследствие выхода из строя этого оборудования в целом в электрических сетях и системах и конкретно в условиях МП.

К сказанному относится значительное количество пожаров в кабельных линиях, в частности, с изоляцией из СПЭ, которые с большой вероятностью возможны при эксплуатации ВТСП кабелей и СТ. Отметим, что частыми причинами таких аварий были нарушения технологии изготовления, регламентов обслуживания и эксплуатации, а также несоответствие (по условию стабильности теплового баланса кабелей) пропускной способности кабельных линий протекающим по ним перетокам мощности. Кроме того, пока еще практически недостаточно оценено влияние параметров новых ВТСП элементов ЭО на уровни ТКЗ в СЭС [3, 4].

Возможными причинами аварийности при широком использовании ВТСП технологий и ЭО СЭС является наличие в отечественных ЭССЭ большого количества изношенного и устаревшего ЭО и его неудовлетворительной работой совместно с новыми инновационными электроустановками.

Критический анализ текущего состояния и развития СЭС крупнейших МП мира и России позволяет констатировать существующие и прогнозировать будущие проблемы и пути их решения. Эти исследования особо актуальны в настоящее время, поскольку с предстоящими проблемами отечественных МП мировое электроэнергетическое сообщество

уже сталкивалось. Задача заключается в разработке совершенной стратегии и тактике для отечественных условий СЭС МП с ВТСП элементами, основанных на мировом опыте и достижениях в области науки на основе инновационных типовЭО и коренной реконструкции методов управления режимами СЭС МП.

В заключении необходимо еще раз подчеркнуть, что основное содержание представленной работы направлено на постановку, формулированиеи критический анализ путей решения проблем электроснабжения с использованием технологий ВТСП супермощных комплексов потребителей, которымив современных условиях являются, прежде всего, СЭС МП, промышленные и агрокомплексы.

Пути решения возникающих при этом проблем основаны на результатах проведенного технико-экономического анализа, собственных и известных отечественных и зарубежных данных. В настоящей работе они не приведены из-за ограничений по объему публикации. В сокращенном виде они отражены в представленных ниже выводах.

1. Использование ВТСП передачи и распределения электроэнергииможно рассматривать как альтернативу глубокого ввода на напряжениях 110 кВ и выше, что особенно важно для СЭС МП.
2. Исключение промежуточных ступеней трансформации позволяет перевести распределительные сети на напряжение 10÷20 кВ при сохранении и даже увеличении пропускной способности сети.
3. Несомненные положительные результатыприменения ВТСП технологий и оборудования - значительное снижение потерь электрической мощности и энергии, стоимости подстанций.
4. Трансформаторы и токоограничители ВТСП снимают проблему роста токов КЗ, ограничивая их электродинамические и термические воздействия на все виды ЭО СЭС МП.
5. Снижение вредных влияний для окружающей среды, улучшениепожарной и экологической безопасности, уменьшение площади земель в МП, отчуждаемых под строительство энергообъектов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акимов И.И., Воробьева А.Е., Панцырный В.И., Шиков А.К. Сверхпроводящие материалы на основе ВТСП: технология, свойства, перспективы применения // Сверхпроводимость: исследования и разработки. 2002. №11. С.45-48.
2. Александров Н.В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем. Автореферат дис. канд. техн. наук по специальности 05.14.02. НГТУ. Новосибирск. 2014.
3. Манусов В.З., Александров Н.В. Ограничение токов короткого замыкания с помощью трансформаторов с ВТСП // Известия ТПУ. 2013. №4. С.100-105.
4. Гольдштейн В.Г., Кузнецов Д.В., Романов В.С. Применение инновационных типов ЭО в системах электроснабжения современных мегаполисов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2014. №3. С.23-25.
5. Berger A., Cherevatskiy S., Noe M., Leibfried T. Comparison of the efficiency of superconducting and conventional transformers / A. Berger, // Journal of Physics: Conference Series 234. 2010.
6. Iwakuma M., Tomioka A., Otonari T. Development of REBCO superconducting transformer with current limiting function / M. Iwakuma, // IEEE Transac-tion on applied superconductivity. – 2011. –vol.21, № 3. – pp. 1405-1408.
7. Wolsky A.M. An overview of flywheel energy systems with HTS bearing // Superconductive science technology. 2002. vol. 15. P.125-129.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НЕПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

Т.Е. Шадриков, А.М. Соколов, А.В. Гусенков
Ивановский государственный энергетический университет

Сокращение потерь энергии при генерации, передаче, распределении электроэнергии является одним из основных требований к энергетике будущего. Одним из возможных научно-технических решений является разработка и внедрение гибких управляемых линий электропередач, использующих переменное напряжение и ток нестандартных параметров. Форма кривой тока и напряжения соответствует трапецеидальной, частота электропередачи повышена по сравнению с линиями промышленной частоты. Это позволяет передавать в 2 раза большую мощность при неизменном значении амплитуды тока и напряжения, по сравнению с линиями промышленной частоты. Однако разработка теории электропередач непромышленной частоты требует проработки множества проблем. Другие направления сокращения потерь электроэнергии описаны в [1,2].Важным исследовательским направлением в разработке электропередач непромышленной частоты является оценка технико-экономических параметров высоковольтных трансформаторов.

Подробная методика оценки технико-экономических параметров высоковольтных силовых трансформаторов непромышленной частоты описана в [3]. Основной акцент сделан на КПД трансформаторов и их массогабаритных параметрах. Для сравнения экспериментальных и расчетных исследований был создан силовой высоковольтный трансформатор непромышленной частоты с номинальной мощностью 4 кВА, с номинальной рабочей частотой 13 кГц. Габаритные размеры трансформатора без учета корпуса и выводов составляют 128x120x126 мм (см. рисунок 1), общий вес без учета корпуса составляет 2,706 кг. Напряжение первичной обмотки трансформатора 500 (В), напряжение вторичной обмотки 3 кВ, использован магнитопровод из феррита (тип сердечника EE110). Наиболее близким аналогом на 50 Гц – ОД 4кВА/6 кВ, с которым и производилось сравнение по технико-экономическим показателям и КПД

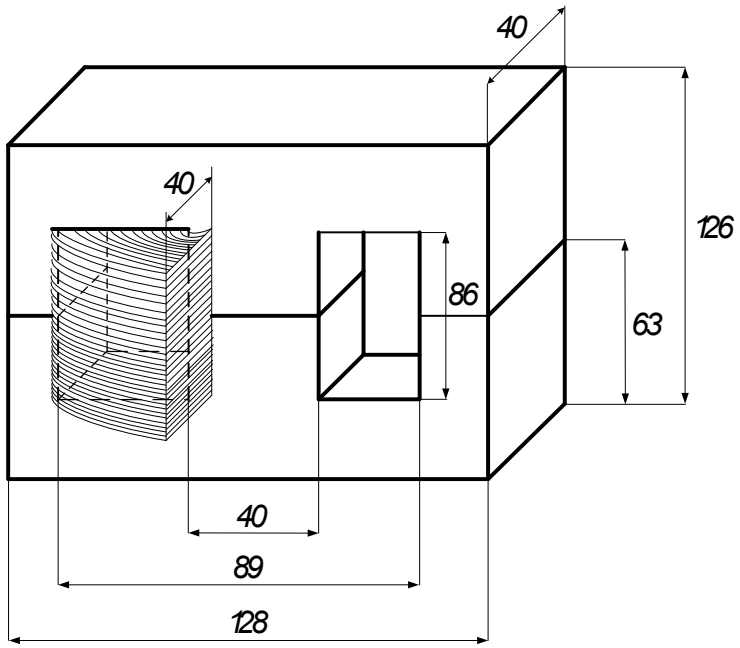


Рис. 1. Конструкция высоковольтного трансформатора непромышленной частоты на мощность 4 кВА

В результате сравнения были получены следующие показатели, представленные в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение удельных параметров трансформаторов ВЧ и 50 Гц

Параметр	Удельная масса, m_0 [кг/кВт]	Удельный объем, v_0 [дм^3/кВт]
ВЧ трансформатор	0,667	0,333
ОД-4кВА/6кВ	25	5,6

По результатам расчетов можно сделать вывод о превосходстве массогабаритных показателей силовых высоковольтных трансформаторов непромышленной частоты над трансформаторами промышленной частоты. По результатам произведенного опыта холостого хода и короткого замыкания высоковольтного силового трансформатора непромышленной частоты получены значения КПД равным 99,4%, в то время как у трансформатора ОД-4кВА/6кВ КПД составляет 95,4% (рисунок 2)

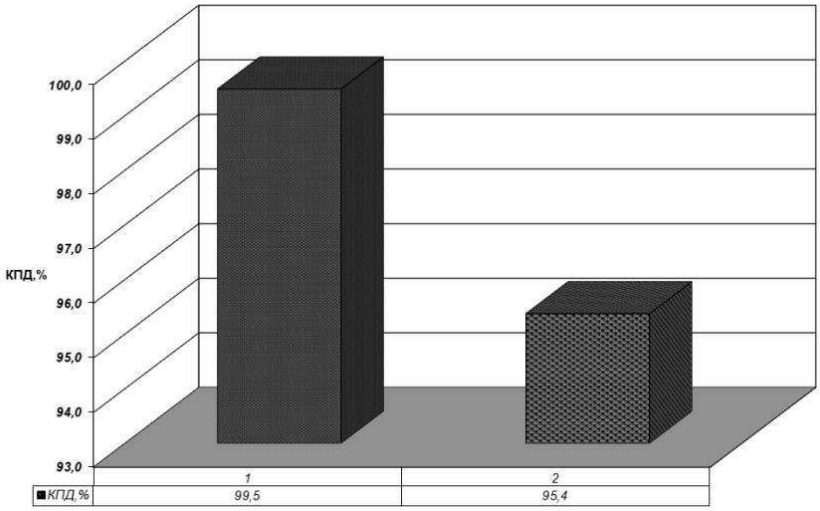


Рис. 2 КПД трансформаторов: 1-ВЧ тр-р при частоте 10 кГц; 2- тр-р 50 Гц ОД-4кВА/6кВ

При проведении опыта короткого замыкания и холостого возникает проблема измерения токов и напряжений, ввиду их несисуносидальности, поэтому опыт КЗ и ХХ проведены по специальной методике. Полученные результаты опыта холостого хода для трансформатора 4 кВА , а так же результаты расчетов отражены на рисунке 3.

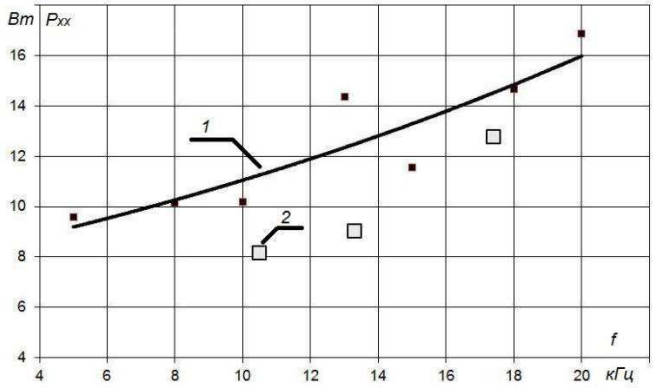


Рис.3 Результаты опыта холостого хода трансформатора непромышленной частоты. 1– расчётные потери холостого хода 2- экспериментальные потери холостого хода для трансформатора 4 кВА

По результатам измерений и расчетов (рисунок 3) можно сделать вывод, что реальные потери холостого хода в силовом высоковольтном трансформаторе непромышленной частоты даже ниже расчетных. В результате проведения опыта короткого замыкания были получены результаты (рисунок 4), отражающие близкие с расчётными значения потерь в обмотке:

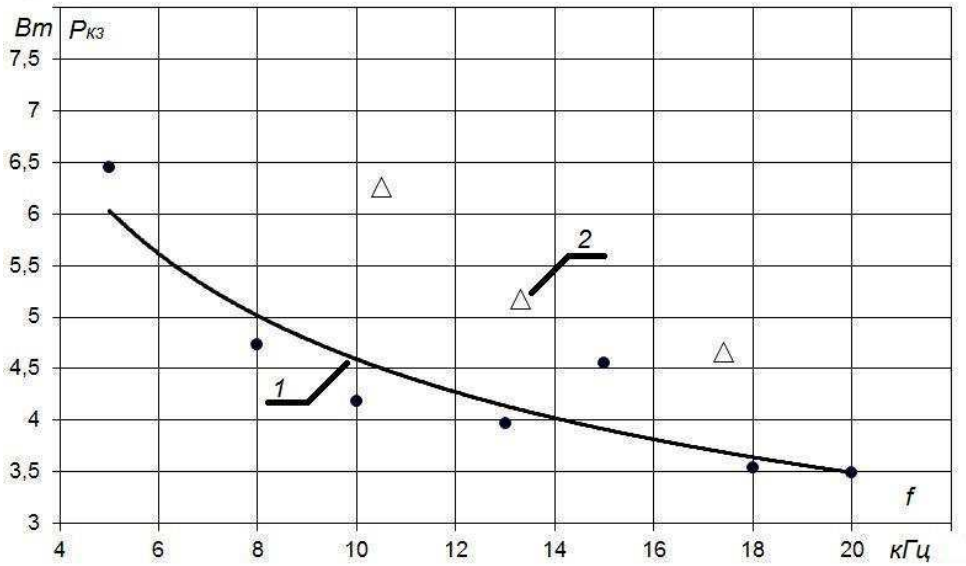


Рис.4 Результаты опыта короткого замыкания трансформатора непромышленной частоты. 1– расчётные потери короткого замыкания 2- экспериментальные данные потерь в ходе опыта КЗ трансформатора 4 кВА

ВЫВОДЫ. Результаты исследований в области силовых высоковольтных трансформаторов непромышленной частоты говорят о превосходстве их над трансформаторами промышленной частоты в области КПД и массогабаритными характеристиками. Очевидно, необходимы дальнейшие исследования в области применения трансформаторов непромышленной частоты вместе с кабельными электропередачами в рабочих и аварийных режимах для электроснабжения промышленных потребителей и специального технического оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федосов С.В., Гусенков А.В., Лебедев В.Д., Бочаров Ю.Н., Соколов А.М. Принципы организации современной электроэнергетики/ Энергетик. 2014. №3, 2014 С. 46-49.
2. Федосов С.В., Гусенков А.В., Лебедев В.Д., Бочаров Ю.Н., Соколов А.М. Принципы организации современной электроэнергетики/, продолжение. Энергетик. 2014. №4, 2014 С.15-18
3. Шадриков Т.Е., Соколов А.М., Методика оценки технико-экономических показателей высоковольтных силовых трансформаторов непромышленной частоты/ материалы IX Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия 2014»/ ТОМ3 ч. 2 с. 206

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ В РОССИИ

[1]Шушпанов И.Н., [2]Терентьева М.Е., [1]Суслов К.В.
[1,2] Иркутский государственный технический университет
[1]Институт энергетики
[2]Институт недропользования
[1]Кафедра электроснабжения и электротехники
[2]Кафедра промышленной экологии и безопасности жизнедеятельности

Введение:В настоящее время состояние распределительного сетевого комплекса РФ характеризуется высокими уровнями износа оборудования (70% в среднем по МРСК) и потерь (8,7% по итогам 2010 года).[1]. Плачевное состояние сетей приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей. При этом существуют и иные проблемы развития распределительных сетей [2]:

- Недостаточный уровень качества электроэнергии**.** Многое современное как промышленное, так и бытовое электрооборудование очень чувствительно к неустойчивым режимам работы сети и нестабильности напряжения и частоты.
- Увеличение площадей, занимаемых электросетями. Проблема становится критической из-за быстрого роста стоимости земли, значительных ограничениях при прокладке воздушных и кабельных линий в районах жилой застройки, заповедниках и природных парках.
- Разобщенность распределительного электросетевого комплекса**.** Технический уровень сетей и эффективность их функционирования резко различаются. Эксплуатация происходит в нескоординированном нормативно-техническом поле, фактически без проведения единой технической и технологической политики в сетях.
- Ограничение пропускной способности сетей. В настоящее время по техническим условиям нет возможности выполнить технологическое присоединение всех потребителей к электрическим сетям.

Проблемы создания интеллектуальных сетей: Исторически сложилось, что в России схемы электроснабжения имеют вертикально интегрированную структуру. В традиционных распределительных сетях потоки электрической энергии являются однонаправленными. Между тем, в интеллектуальных электрических сетях возможны разные направления потоков мощности. Кардинальное различие между традиционными и интеллектуальными сетями, а также опыт эксплуатации и отсутствия получения достоверной информации является серьезной проблемой создания и внедрения интеллектуальных сетей в России.

Для силового оборудования не имеет значения направление потока мощности, однако, для правильной работы релейной защиты это является очень важным фактором. При изменений топологии сети необходимо менять уставки релейной защиты и основная сложность в этом случае заключается в правильном написании данных алгоритмов. К примеру, на распределительных устройствах различных классов напряжений вводной фидер всегда вводной, а отходящий всегда отходящий, при создании интеллектуальных сетей это устойчивое мнение не всегда верно. Например, любой фидер может при одной топологии сети быть входящим, а при изменении стать уже отходящим.

На рис.1 изображена традиционная схема распределения электроэнергии с указанием потоков мощности [3,4].

Как видно по рисунку, в традиционной сети существуют «разрешенные» и «запрещенные» направления потоков мощности, в случае протекания которых не будет обеспечиваться правильная работа релейной защиты сети.

На рис. 2 показано распределение электроэнергии с обозначением направления мощности [3,4]. В данном случае не существует «запрещенных» направлений мощности.

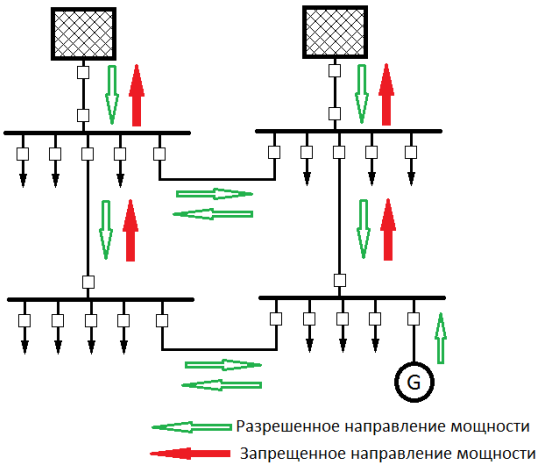


Рис. 1 Традиционное распределение энергии.

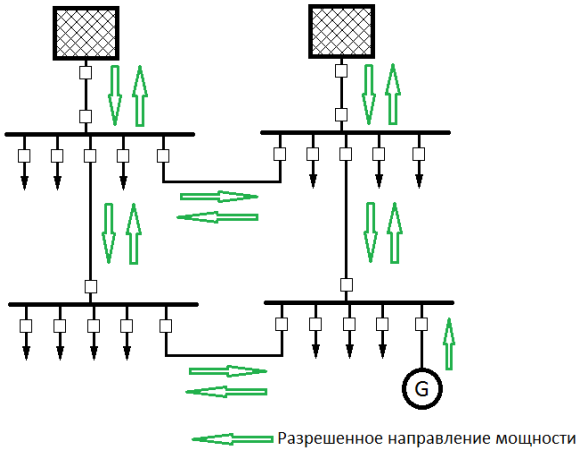


Рис.2 Распределение энергии при интеллектуальной электросети.

Проблемы в работе релейной защиты в интеллектуальных сетях связаны в основном с селективностью, то есть отстройкой релейной защиты. Наряду с этим возникают и проблемы с противоаварийной автоматикой. К примеру, для ЛЗШ (Логической Защиты Шин) необходимо четкое определение ввода и отходящей линия, то же самое нужно и для УРОВ (Устройство Резервирования Отказа Выключателя). Для данных защит необходимо применять совершенно другую логику работы, отличную от существующих. К тому же отстройка МТЗ (Максимальной Токовой Защиты) производится от величины максимального рабочего тока, но при разнонаправленном потоке мощности максимальный ток будет разным, поэтому возникает необходимость постоянно менять уставки защит. Это невозможно при использовании механических реле защит. С появлением микропроцессорной технике изменение уставок возможно дистанционно, с пункта управления сети.

Таким образом, для создания интеллектуальных сетей должны быть использованы только микропроцессорные устройства с возможностью дистанционного управления. К сожалению. В настоящее время в российских распределительных сетях повсеместного применения микропроцессорной техники пока нет. При функционировании интеллектуальных сетей необходимо, чтобы всё управление осуществлялось дистанционно и с определенной логикой, а логика работы должна быть индивидуальной для определенной конфигурации сети. Необходимо правильно задать логику с определенными параметрами. Например, при реконфигурации сети управляющий орган должен не только послать сигнал об отключении или включение выключателя, но и посылать измененные данные параметризации терминалов.

Существует и другая проблема при создании интеллектуальных сетей в России. Это принцип отказа от «холодного» резерва, по которому не предусматривается трансформаторы и ЛЭП не работающие в нормальном режиме. В современных нормативных документах данный принцип является основным при построении схем электроснабжения, однако, он не приемлем при создании интеллектуальных сетей, которая предполагает наличие, как активных элементов, так и находящихся в нерабочем состоянии некоторое время [5].

Но самой большой проблемой при создании интеллектуальных сетей является человеческий фактор, проблема обслуживающего персонала, так как сложившееся мышление о работе системы электроснабжения необходимо кардинально изменить, а как показывает практика, с внедрением нового оборудования всегда есть проблемы.

Создание интеллектуальных сетей в России требует серьезного и системного подхода на всех уровнях. Необходимо заниматься не только научными и исследовательскими работами по этой теме, но и уделять отдельное внимание подготовке обслуживающего

персонала, который в будет способен обеспечить обслуживание сетей нового поколения. Также требуется и кардинальный пересмотр и переработка нормативно-правовой базы.

Внедрение. Несмотря на ряд проблем, Башкирская электросетевая компания решилась на создание интеллектуальных сетей и в данный момент осуществляется проект по созданию такой сети. В качестве пилотного района для реализации проекта SmartGrid в г. Уфа было принято решение выбрать участок сети с уровнем напряжения 6 кВ №1 в Восточном РЭС ПО УГЭС. В состав данной сети входят два распределительных пункта (РП №207 и №213) и пять трансформаторных подстанции (ТП №2159, №2142, №2147, №2083, №2082). РП оборудованы выключателями и терминалами защиты, а ТП оборудовано только разъединителями без терминалов защит, причем разъединители управляются дистанционно по средствам телемеханики, также на отходящих фидерах ТП имеются регистраторы состояния фидера. На рис. 3 указана карта сетевого района с указанием границ питающих район.

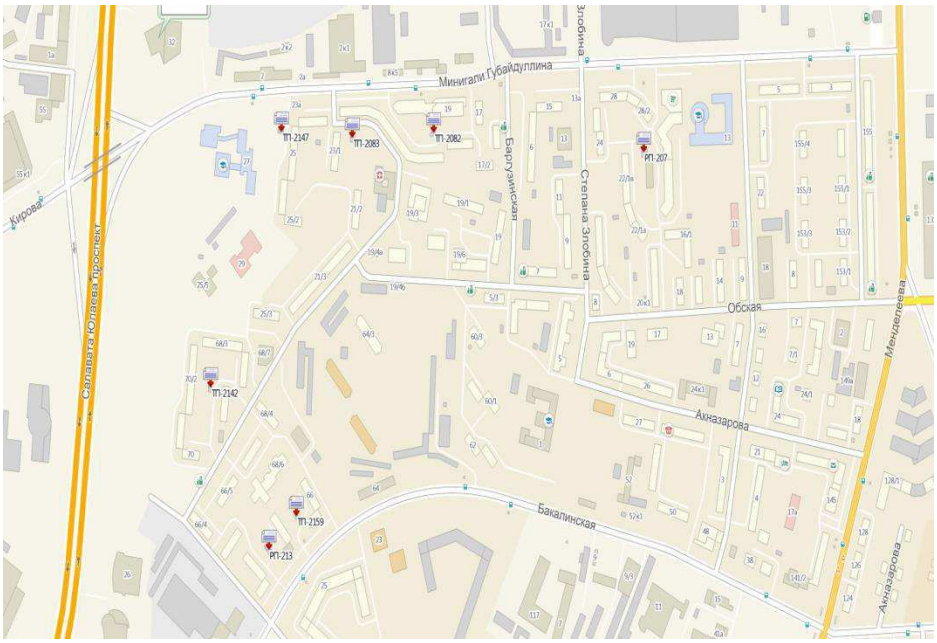


Рис.3 Схема участка сети пилотного района с расположением объектов в г.Уфа.

На территории данного микрорайона расположен крупный жилой массив (38 многоэтажных, многоподъездных жилых домов, объединяющий в себе жилые дома на 3 улицах) объекты дошкольного и среднего образования, объекты тепловых сетей, предприятия по обслуживанию населения (отделения банков, магазины). Население –8100 человек.

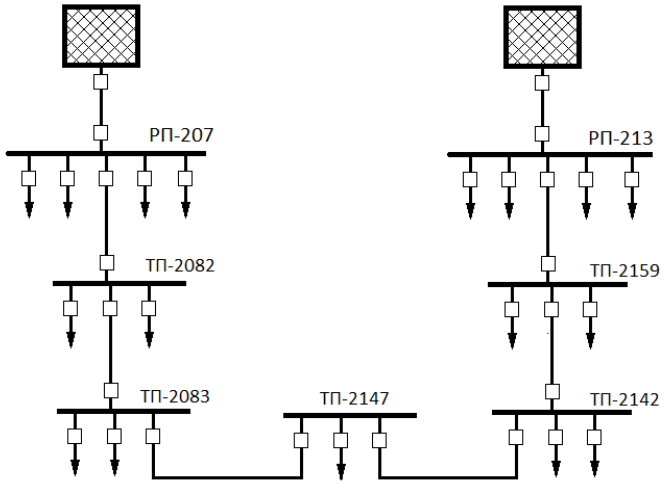


Рис.4 Электрическая схема участка сети с применением технологии интеллектуальные сети г.Уфа.

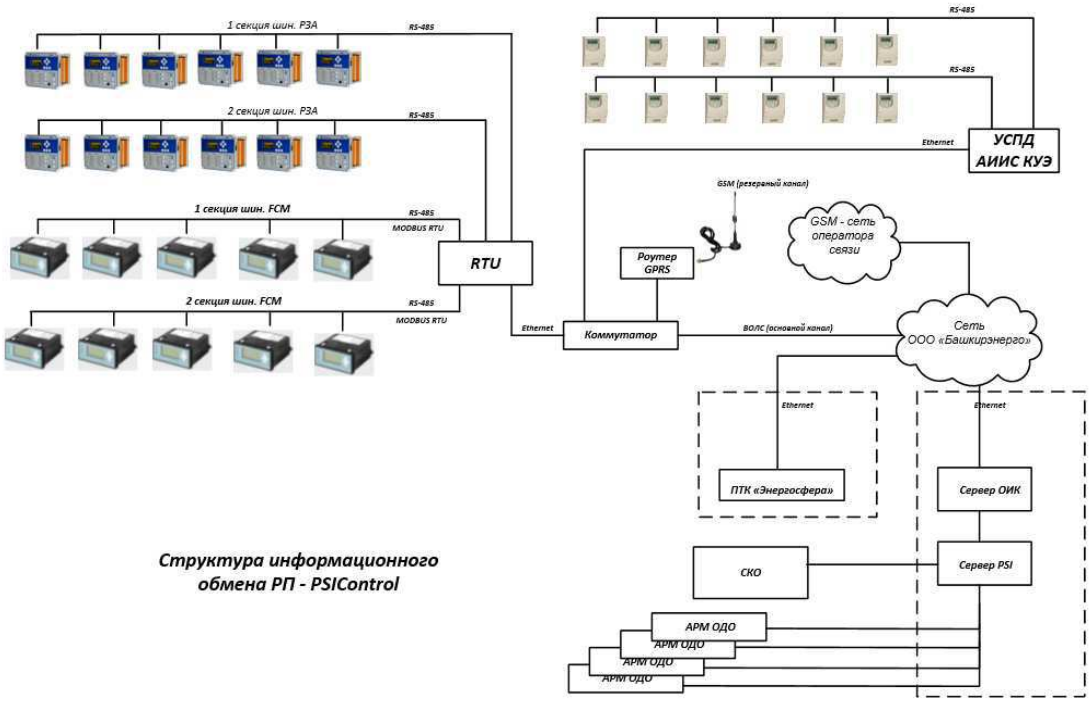


Рис.5 Схема управления сетевого района.

В данном районе будет организовано разнонаправленный переток мощности при различных условиях разные направления. Все управление данным районом будет осуществляться с использованием высокоскоростного интернета. Будет создан диспетчерский пункт который будет управлять данной сетью.

1. На рис. 5 указана схема управления данной сетью, в которую завязаны приборы контроля фидера (SICAMFCM) и терминалы защиты (SIPROTEC). От правильной работы данной схемы управления зависит бесперебойное электроснабжение данного района.

2. **Выводы.**Несмотря на проблемы создания и внедрения, интеллектуальные сети способны помочь в решении ряда проблем распределительных сетей России. Развитие современного интеллектуального электротехнического оборудования с интегрированными цифровыми терминалами, встроенными системами измерений с одной стороны и современные информационные технологии сбора, передачи и обработки данных дает новые возможности управления распределительными электрическими сетями. “Интеллектуализация” электрических сетей позволяет повышать надежность и качество электроснабжения, снижать потери электрической энергии не меняя принципиально существующую сеть.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Материалы конференции «Распределительный сетевой комплекс России: состояние, проблемы, пути решения». – Санкт-Петербург, 2010.
2. Демченко В.Т. Распределительные сети России. Проблемы есть, нужны решения // Новости Электротехники. – 2010, №4 (64).
3. Шушпанов И.Н. Технологии «SmartGrid», проблемы внедрения в России // Международный научный форум студентов, аспирантов и молодых ученых стран Азиатско-Тихоокеанского региона.- Владивосток: ДВГУ, 2012. – С.435-439
4. Шушпанов И.Н., Суслов К.В., Воропай Н.И., Стычинский З.А. Особенности модели надежности активной распределительной электрической сети. // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2013, №4.- С.167-171
5. Шушпанов И.Н., Воропай Н.И., Суслов К.В., Фам Чунг Шон, Стычинский З.А. Модель режимной надёжности «активных» распределительных электрических сетей // Известия РАН. Энергетика. – 2013, №6. – С. 70-79

6. McDonald J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution network // Energy Policy, 2008, vol. 36, №6

ВЛИЯНИЕ ИЗОЛИРУЮЩЕЙ КОМПОЗИТНОЙ ТРАВЕРСЫ НА КОЭФФИЦИЕНТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ГОТОВНОСТИ СЕТИ

Ф.Л. Бык, Л.С. Казакова
Новосибирский государственный технический университет

Актуальность

В настоящее время сетевой комплекс России отличают низкое моральное и физическое состояние, т.к. в основном он сформирован в период 1961-1985 годов. Особенно ярко это проявляется в распределительной сети [1]. Поэтому задача повышения работоспособности распределительных электрических сетей актуальна.

О важности повышения надежности распределительных сетей говорит и тот факт, что в этой части принята и действует соответствующая система стимулирования: тариф на передачу электроэнергии для каждого класса напряжения зависит от уровня его надежности и может быть изменен на ±3% [2].

Одним из основных показателей надежности сети, является коэффициент технической готовности (КТГ), отражающий уровень работоспособности электрической сети, степень ее готовности выполнять свои функции.

В качестве технических средств, способных обеспечить повышение безотказности и ремонтопригодности воздушных линий электропередач (ВЛ) можно рассматривать конструктивные элементы ВЛ, изготовленные из композитных материалов.

В настоящее время отечественные производители предлагают обширный перечень композитных конструктивных элементов ВЛ, обладающих важными с точки зрения надежности свойствами. К ним можно отнести повышенную механическую и электрическую прочность, легкость, огнеупорность, коррозие- и влагостойкость композитных элементов. К основным недостаткам можно отнести их более высокую стоимость, но, не смотря на это, за рубежом активно идет процесс внедрения опор, траверс, изоляторов и проводов на основе полимерных композитных материалов.

В данной работе ставится и решается задача выявления влияния композитных элементов ВЛ на КТГ сети 35-220 кВ, на примере композитной изолирующей траверсы (ИКТ).

Для этого потребовалось разработать соответствующую модель расчета КТГ ВЛ и предложить метод, позволяющий выявить влияние инновационных конструктивных элементов на данный показатель.

Модель для расчета КТГ

Значение КТГ ВЛ определяется частотами восстановлений ($\mu_{ВЛ}$) и аварийных ($\omega_{ВЛ}$) отключений (отказов):

$$К_{ВЛ} = \frac{\mu_{ВЛ}}{\omega_{ВЛ} + \mu_{ВЛ}} \qquad (1)$$

Тарифы на передачу электроэнергии для сетевых компаний (СК) устанавливаются интегрировано по классам напряжения и действующая система стимулирования направлена на повышение надежности совокупности соответствующих ВЛ.

Для расчета КТГ предлагается двухцепные линии моделировать одноцепной линией удвоенной длины, считать отказ любой ВЛ каждого класса напряжения отказом по всему классу напряжения сетевой компании.

$$К_{кл} = \prod_{i=1}^{z} K_{ВЛ_i} \quad (2)$$

i=1…z – ВЛ соответствующего класса напряжения.

На примере ОАО «Томская распределительная компания» (ОАО «ТРК»), в составе которой имеются ВЛ различного класса напряжения сделан расчет КТГ для сетей 35 и 110 кВ. Для расчетов использовалась открытая информация, размещенная на корпоративном сайте [3]:

Таблица 1 - Основные фонды ОАО «ТРК»

$U_{ном}$, кВ	Количество линий	Протяженность		
		По трассе, км	По цепям, км	Количество пролетов*, шт
35	190	2855,94	3383,9	16342
110	206	6540,07	8847,74	30682

*расчет выполнен при допущении, что ВЛ одного класса напряжения однотипны и выполнены на металлических опорах.

На основе журнала аварий за 2013 год [3] выявлено 40 отключений на напряжении 35 кВ, и 32 – на 110 кВ. Исходя из этого, рассчитаны значения средней частоты аварийных отключений на пролет для сетей 35 кВ и 110 кВ:

$$\omega_{прол_{110}} = 0{,}0028 \qquad \omega_{прол_{35}} = 0{,}0062$$

Величина частоты аварийных отказов каждой ВЛ ($\omega_{ВЛ}$) рассчитывается на основе частоты аварийных отключений пролета и количества пролетов в линии (n), т.к. отказ одного пролета ведет к отказу всей ВЛ:

$$\omega_{ВЛ} = \omega_{прол} \cdot n \quad (3)$$

По причине отсутствия открытой информации о частоте восстановлений, значение $\mu_{ВЛ}$ рассчитано на основе данных в [4].

В соответствии с (1) для ОАО «ТРК» определены КТГ отдельных ВЛ и их совокупности по каждому классу напряжения (2) . Вероятность нахождения в работоспособном состоянии линий класса 35 кВ получилась равной 0,9105, а для 110 кВ – 0,9283.

Для того, чтобы иметь представление насколько это соответствует «эталону», предлагается принять КТГ «эталонной» ВЛ равным 0.9999, что соответствует лучшим показателям отдельных ВЛ в данной СК. В качестве ориентира для сети класса 35кВ ОАО «ТРК», состоящих из 190 линий, получаем «эталонный»$К^{э}_{35}$= 0,9812. Относительно сети 110 кВ получим «эталонное» значение $К^{э}_{110}$ = 0,9743.

Влияние инновации на надежность сети

Для воздушной линии, состоящей из двух типов пролетов, значение частоты восстановлений ($\mu_{ВЛ}$) при известных временах нахождения в ремонте первого и второго типа пролетов ВЛ ($\tau_{р_1}, \tau_{р_2}$) можно рассчитать по формуле:

$$\mu_{ВЛ} = \frac{1}{\tau_{р_1} \cdot \frac{(n-k)}{n} + \tau_{р_2} \cdot \frac{k}{n}} \quad (4)$$

где k – количество пролетов ВЛ второго типа,

n – общее чисто пролетов,

Частота аварийных отключений ВЛ состоящей из двух типов пролетов рассчитывается следующим образом:

$$\omega_{ВЛ} = \omega_{прол_1} \cdot (n-k) + \omega_{прол_2} \cdot k \quad (5)$$

При этом частота аварийных отключений пролета второго типа ($\omega_{прол_2}$) может быть рассчитана на основе изменения частоты аварийных отключений ($\Delta\omega_{прол}$), отражающей отличия этих пролетов:

$$\omega_{\text{прол}_2} = \omega_{\text{прол}_1} + \Delta\omega_{\text{прол}} \quad (6)$$

$\omega_{\text{прол}_1}$ основывается либо на статистической информации СК, либо при ее отсутствии предлагается использовать РД 34.20.574.

Изменение частоты аварийных отказов пролетов обусловлено изменениями частот отказов основных конструктивных элементов составляющих пролет: проводов, изоляторов, опор и траверс

$$\Delta\omega_{\text{прол}} = \Delta\omega_{\text{пров}} + \Delta\omega_{\text{из}} + \Delta\omega_{\text{оп}} + \Delta\omega_{\text{тр}} \quad (7)$$

Данная модель позволяет рассчитать влияние инновационных конструктивных элементов как на КТГ ВЛ, так и по каждому классу напряжения.

Влияние изолирующей композитной траверсы на КТГ сети

Из технической литературы известно, что около 30% аварийных отключений ВЛ связано с отказами линейной изоляции $\omega_{\text{из}}$ [5]. Замена традиционной металлической траверсы на изолирующую композитную траверсу исключают линейную изоляцию и следовательно эффект от ее применения очевиден.

Предложенная модель позволяет рассчитать изменение КГТ ВЛ с инновационном пролетом, где отсутствует линейная изоляция, но надежностные характеристики остальных конструктивных элементов ВЛ остаются неизменными.

Отметим, что абсолютное изменение частоты аварийного отказа инновационного пролета ВЛ зависит от режима работы нейтрали:

$$\Delta\omega_{\text{прол}} = \sigma\omega_{\text{из}} \quad (8)$$

σ=3 для ВЛ работающих на глухозаземленной нейтрали;

σ=2 для ВЛ работающих на изолированной нейтрали.

Значения $\omega_{\text{из}}$ для ВЛ каждого класса напряжения можно рассчитать, используя указанные в [4] частоты отказа линейной изоляции на 100 км ВЛ.

Для рассматриваемых ВЛ абсолютное изменение частоты аварийных отключений пролета сократится за счет использования ИКТ

$$\Delta\omega_{\text{прол}_{35}} = -0{,}00064 \qquad \Delta\omega_{\text{прол}_{110}} = -0{,}0009$$

Исключение линейного изолятора ведет и к сокращению среднего времени восстановления ВЛ на время, которое уходит на замену изоляторов. Для ВЛ 35 кВ оно занимает 43,3% для ВЛ 35 кВ, для ВЛ 110 кВ - 49,4% [4]. Следовательно, при замене траверс на ВЛ, в зависимости от доли инновационных пролетов, можно рассчитать значения $\mu_{\text{ВЛ}}$ используя выражение (4).

Анализируя выражения (4) и (5) можно заметить, что при условиях $\tau_{\text{р}_1} > \tau_{\text{р}_2}$ и $\omega_{\text{прол}_1} > \omega_{\text{прол}_2}$ КТГ ВЛ максимально возрастает при замене траверс на ИКТ по всей длине ВЛ. При ограничениях на объем ИКТ их лучше использовать на полную реконструкцию коротких ВЛ имеющих высокий КТГ. Опираясь на этот подход можно ранжировать ВЛ каждого класса напряжений и таким образом определить места, где эффект от использования ИКТ будет максимален.

Реконструкция пролетов ВЛ, требует определенных капитальных вложений, необходимых для замены одних элементов на другие. Ограничение на количество ИКТ определяется стоимостью реконструкции и объемом средств выделенных на эти цели. Если размер средств, направляемых на внедрение инноваций, ограничивается дополнительными доходами от повышения надежности, то можно определить число инновационных пролетов ВЛ по каждому классу напряжения:

$$k = \text{Э} \cdot \Delta\text{Т}_{\text{вл}\%} \frac{\text{Т}_1^{\text{вл}}}{\$^{\text{прол}}}, \quad (9)$$

где $\text{Т}_1^{\text{вл}}$ – тариф на передачу электроэнергии в сети одного класса напряжения; $\$^{\text{прол}}$ – стоимость замены траверсы на ИКТ в одном пролете; Э – объем передаваемой электроэнергии по линиям одного класса напряжения; $\Delta\text{Т}_{\text{вл}\%}$ - значение корректирующего коэффициента к тарифу на передачу за повышение надежности (устанавливается

Региональной энергетической комиссией на основании анализа изменения уровня надежности сети и ее отклонение от достигнутого в предыдущий период).

Основываясь на информации об объемах передаваемой энергии по ВЛ ОАО «ТРК» и величине тарифов на передачу [3] определены объемы инновационных пролетов, при увеличении тарифа на 3%.

Таблица 2 – Ограничение на объемы реконструкции

$U_{ном}$, кВ	Э, МВт*ч	$T_1^{вл}$, руб/МВт*час	n	k
35	304 853	1550,7	16342	466
110	680 842	919,8	30682	410

Полученные результаты позволяют для ОАО «ТРК» определить объемы и места внедрения ИКТ на ВЛ 35кВ и 110кВ.

Таблица 3 – Результаты моделируемой реконструкции

До реконструкции			Объем реконструкции, %	После реконструкции				
ВЛ с КТГ ≥ 0,9999		$К_{кл}$		ВЛ с КТГ ≥ 0,9999		$К_{кл}$	$К_{кл}^{э}$	Приближение $К_{кл}^{э}$, %
шт.	%			шт.	%			
35 кВ								
2	1	0,9105	2,8	12	6,3	0,9128	0,9812	3,3
110 кВ								
20	9,7	0,9283	1,3	32	15,5	0,9295	0,9743	2,6

Важным результатом является выявление факта, что полная замена траверс на длинных ВЛ ОАО «ТРК» не позволяет повысить их КГТ до 0,9999. Поэтому на таких линиях для повышения надежности следует использовать композитную траверсу в совокупности с инновационным проводом, либо с проводом и опорой.

ВЫВОДЫ

1. Основным показателем, характеризующим надежность распределительной сети, предлагается считать коэффициент технической готовности.
2. Предложена модель расчета коэффициента технической готовности воздушных линий, позволяющая определить степень влияния инновационных конструктивных элементов ВЛ на надежность распределительной сети.
3. Объектом апробации модели служила сетевая компания ОАО «Томская распределительная компания», в составе которой имеются воздушные линии 35 и 110 кВ. В качестве инновации рассматривалась изолирующая композитная траверса.
4. Предложен метод ранжирования ВЛ, позволяющий определить, где при ограничениях на объем выделяемых средств наиболее эффективна замена траверс. Рекомендуется в приоритетном порядке осуществлять замену траверс на коротких линиях с высоким коэффициентом технической готовности, но менее чем 0,9999.
5. На имеющихся длинных ВЛ ОАО «ТРК», полная замена традиционных траверс на композитные, не позволяет достичь коэффициента технической готовности 0,9999. Для повышения их надежности рекомендуется использовать композитную траверсу в совокупности с инновационным проводом, либо с проводом и опорой, имеющих более высокие надежностные характеристики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rosseti.ru/investment/science/tech/doc/polozenie.pdf
2. Постановление Правительства РФ №1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»
3. Данные ОАО «Томская распределительная компания» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://trk.tom.ru

4. Барг И.Г., Эдельман В.И. Воздушные линии электропередачи: Вопросы эксплуатации и надежности. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 248 с.
5. Васильев А. П. Методы и средства управления надежностью и безопасностью электрических сетей и установок электроэнергетических систем /А. П. Васильев. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2014. – 454 с.

Научный руководитель: Ф.Л. Бык, к.т.н., доцент кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем факультета Энергетики Новосибирского государственного технического университета

ИЗМЕНЕНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ 110 кВ С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ НОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ БЕЗ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УСИЛЕНИЮ СЕТИ 110 кВ

В.М. Кущенко, А.Н. Малюков
Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» Ростовское региональное диспетчерское управление энергосистемами Ростовской области и Республики Калмыкия

Обеспечение возможности технологического присоединения (далее ТП) новых потребителей к существующей сети с минимизацией затрат на усиление сети 110 кВ является актуальной задачей настоящего времени. Решением данной задачи является поиск оптимального баланса между стоимостью мероприятий по ТП, временем их реализации и обеспечением требуемой надежности электроснабжения существующих и новых потребителей.

В настоящее время сеть 110 кВ преимущественно работает в кольцевом режиме и зачастую ВЛ 110 кВ шунтируют линий более высокого класса напряжения, такой режим работы сети 110 кВ обеспечивает высокую надежность питания потребителей. Построение шунтирующей сети 110 кВ суммарной пропускной способностью соизмеримой с параллельной сетью 220кВ способно полностью исключить погашение потребителей даже при крупных авариях на оборудовании 220 кВ и выше (потеря секций или систем шин, АТ, ВЛ 220 кВ). Однако при аварийных отключениях в сетях 220 кВ и выше на сеть 110 кВ происходит «наброс» мощности, которую необходимо учитывать при решении задач управления режимами энергосистем. Все это можно отнести к положительным характеристикам кольцевой сети 110 кВ.

Не одновременное развитие сетей 220 и 110 кВ приводит к смещению точек потокораздела из сети 110 кВ на шины 110 кВ ПС 220/110 кВ, т.е. в сети появляются ЛЭП 110 кВ по которым мощность направлена к шинам ПС 220/110 кВ. Такие режимы приводят к появлению «узких мест» в сети 110 кВ вызванных наличием транзитных перетоков или «набросами» мощности в послеаварийных режимах, а не суммарной величиной присоединенной нагрузки подстанций ПС 110 кВ. В свою очередь эти перетоки приводят к избыточным требованиям по строительству новых ЛЭП 110 кВ при решении вопросов технологического присоединения. Кроме этого к недостаткам транзитных сетей необходимо отнести увеличенные потери в сети 110 кВ, сложные схемы противоаварийной автоматики и релейной защиты.

Обеспечение требуемой категории надежности электроснабжения потребителей в соответствии с нормативными документами (ПУЭ [1], ПП РФ от 24.12.2004 № 861 [2], ПП РФ от 04.05.2012 №442 [3]) предъявляется и к распределительным сетям 110 кВ. В ПУЭ,

глава 1.2, все электроприемники (аппараты, агрегаты и другие потребители электроэнергии) по обеспечению надежности электроснабжения разделены на I-ю, II-ю и III-ю категории, кроме того, в I категории выделена особая группа электроприемников. По каждой категории электроприемников в ПУЭ определены требования по надежности электроснабжения.

Изменение режима работы сети с кольцевого в радиальный режим при условии оснащения точек разрыва устройствами АВР не потребует пересмотра категории надежности для существующих потребителей, так как требование по обеспечению электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания соблюдается. Перевод ЛЭП 110 кВ с отпаечными ПС с кольцевого в радиальный режим не требует установки устройств АВР в точке разрыва транзита, т.к. эти изменения не привели к ухудшению надежности электроснабжения потребителей на отпаечных ПС.

Можно отметить следующие преимущества радиального режима работы сети: уменьшения токов к.з, уменьшение потерь в сети, обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей, а также строительство ПС 110 кВ по простейшим схемам, оптимальное распределение потоков мощности, повышение МДП.

При построении радиальных электрических сетей ограничивающим фактором на присоединения новых потребителей является пропускная способность собственной ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов) питающего центра. В таком случае предельная величина мощности допустимого технологического присоединения определяется по формуле:

$$\sum_{i=0}^{n} P_{\text{потр}} \approx P_{\text{ВЛ}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{потр}}$ – нагрузка потребителей; $P_{\text{ВЛ}}$ – максимальная передаваемая мощность по ВЛ; n – число потребителей.

Для кольцевых схем 110 кВ как указывалось выше характерно наличие транзитного перетока мощности зависящего от режима работы системообразующей сети района 220 кВ и выше, что, в конечном счете, приводит к невозможности использования всей пропускной способности ЛЭП 110 кВ на присоединение новых потребителей. Предельная величина мощности допустимого технологического присоединения определяется по формуле:

$$\sum_{i=0}^{n} P_{\text{потр}} \approx P_{\text{ВЛ}} - P_{\text{тран.пер}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{тран.пер}}$ – транзитный переток «наброс» мощности.

Рассмотрим в качестве примера изменения режима работы существующей ВЛ 110кВ Р-4 – Р7 – Р17 – Р-40. Данная ВЛ 110 кВ работает в кольцевом режиме с двухсторонним питание (ПС 220 кВ Р-4 и ПС 220 кВ Р-40) и имеет отпаечные ПС 110 кВ Р7 и ПС 110 кВ Р17.

Из схемы представленной на рисунке 1 видно, что ВЛ 110 кВ Р-4 – Р7 – Р17 – Р-40 шунтирует ВЛ 220 кВ Р-4 – Р-40. Вследствие этого на загрузку данной ВЛ помимо нагрузок ПС 110 кВ Р7 и ПС 110 кВ Р17 влияет схемно - режимная ситуация в сети 220 кВ и выше, а также загрузка Новочеркасской ГРЭС и Ростовской ТЭЦ-2 (Таблица 1). Следовательно, существует необходимость контроля токовой загрузки ВЛ 110 кВ Р-4 – Р7 – Р17 – Р-40 и в случае превышения сверх допустимых значений осуществлять режимные мероприятия по разгрузке.

Таблица 1. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Р-4 – Р7 – Р17 – Р-40 в летний период

Загрузка ВЛ 110 кВ Р-4 – Р7 – Р17 – Р-40		Нормальный режим	Отключение АТ-1(2) на ПС 220 кВ Р-40	Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Ростовская – Р-40 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Р-4 – Р-40
Кольцевой режим	2хАТ на ПС Р-4	225 А	318 А	471 А
	3хАТ на ПС Р-4	309 А	399А	524 А
Радиальный режим		121 А	121 А	121 А

При анализе возможности технологического присоединения новых ПС 110 кВ в районе ПС 220 кВ Р-40 и/или увеличения нагрузки ПС 110 кВ Р7, ПС 110 кВ Р17 необходимо учитывать транзитный переток мощности в послеаварийном режиме, что в свою очередь существенно сказывается на размере нагрузки возможного технологического присоединения.

В случае перевода ВЛ 110 кВ Р-4 – Р7 – Р17 – Р-40 в радиальный режим с центром питания ПС 220 кВ Р-4 размер нагрузки возможного технологического присоединения будет ограничиваться только пропускной способности ВЛ 110 кВ Р-4 – Р7 – Р17 – Р-40 и оборудования ячейки.

Аналогичные выводы можно сделать и для существующих ВЛ 110 кВ Р-4 – ГПП4 – Р17 – Р10 – Р7 – Р5, ВЛ 110 кВ Р-40 – Р24 – Р10 – Р5, ВЛ 110 кВ Р-40 – Р24 – Р5 с ПС 110 кВ Р7, Р10, Р17, Р24 подключенных отпайками. Схема нормальной коммутации для перевода в радиальный режим представлена на рисунке 1.

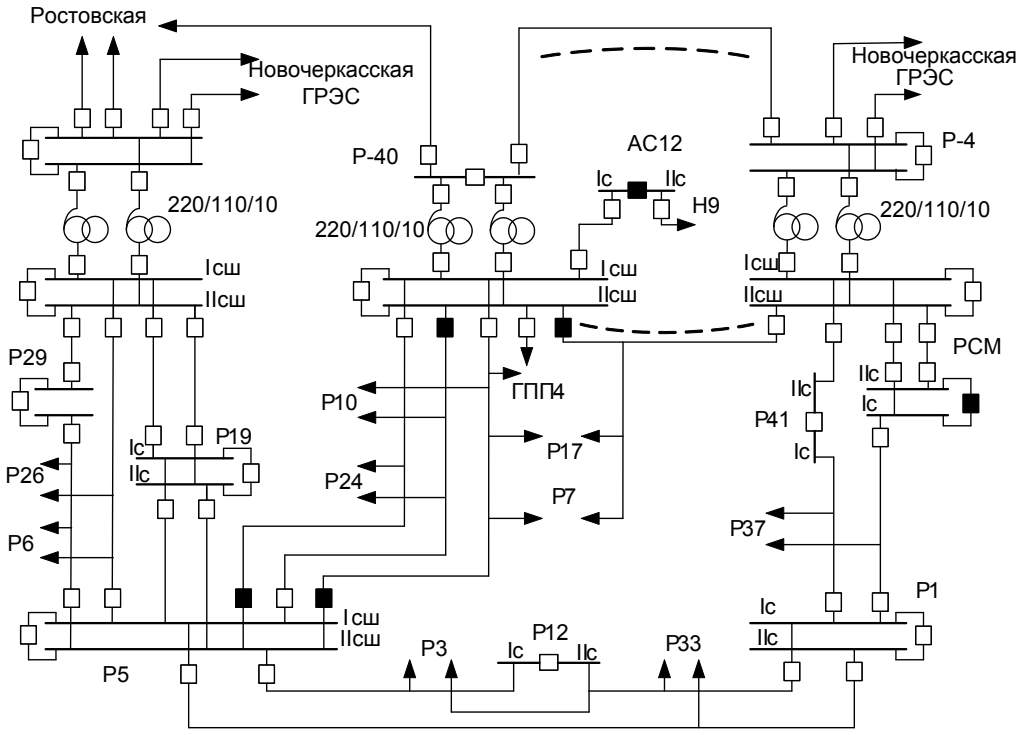


Рис. 1. Схема нормальной коммутации для перевода в радиальный режим

Данная схема позволяет сохранять высокую надежность питания потребителей присоединенных к ПС 110 кВ Р7, Р10, Р17, Р24 при тяжелых аварийных возмущениях на ПС 220 кВ Р-4. Р-40, Р-20 (отключение секций (систем) шин, АТ, ВЛ 220 кВ в ремонтных схемах), так как секции шин 110 кВ и трансформаторы данных подстанции запитаны от разных центров питания 220 кВ и секционные выключатели на стороне низшего напряжения оборудованы устройствами АВР.

В таблице 2 представлены потери в сети в зависимости от режима работы. При переводе ВЛ 110 кВ Р-4 – ГПП4 – Р17 – Р10 – Р7 – Р5, ВЛ 110 кВ Р-40 – Р24 – Р10 – Р5, ВЛ 110 кВ Р-40 – Р24 – Р5 и ВЛ 110 кВ Р-4 – Р7 – Р17 – Р-40 в радиальном режиме нагрузочные потери в сети 110 кВ значительно уменьшаться, однако возрастут потери в сети 220 кВ. Общий выигрыш незначительный порядка 0,05 МВт но в комплексе с другими мероприятиями (установкой БСК, СТК) приведет к более существенному снижению потерь в сети 110, 220 кВ.

Таблица 2. Нагрузочные потери в сети 220, 110 кВ

Режим работы	Сети	$\Delta P_{нагр}$	$\Delta P_{лэп}$	$\Delta P_{тр}$
Кольцевой	110 кВ	1,64	1,64	-
	220 кВ	2,42	1,97	0,45
Радиальный	110 кВ	1,51	1,51	-
	220 кВ	2,5	2,05	0,45

Выводы: по нашему мнению все линии 110 кВ с отпаечными ПС шунтирующие линии более высокого класса напряжения необходимо переводить в радиальный режим. При этом перевод линий 110 кВ в радиальный режим не оказывает влияние на категорию надежности питания существующих потребителей, обеспечивая возможность дальнейшего технологического присоединения новых потребителей без реализации дополнительных мероприятий по усилению сети и приводя к уменьшению потерь в сети 110 кВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 108 с.
2. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. N 861 "Об утверждении Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям".
3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 31.07.2013) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии".

Научный руководитель: А.Н. Малюков, заместитель главного диспетчера по режимам Филиала ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ.

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ОПТИЧЕСКИХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

К.А. Сидоров, И.В. Захарченко

Филиал открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Северо-Кавказский федеральный университет»

На протяжении долгого времени в качестве измерительных инструментов использовались традиционные электромагнитные трансформаторы тока и напряжения, работа которых основана на законе электромагнитной индукции открытого Майклом Фарадеем. Вместе с совершенствованием технологий и материалов традиционные измерительные электромагнитные трансформаторы приобретали улучшенные метрологические характеристики и эффективную конструкцию. К этим «улучшениям» можно отнести:

1. Применение ёмкостных делителей. Используется для увеличения класса измеряемого напряжения, при неизменном классе изоляции электромагнитного измерительного трансформатора;
2. Применение новых материалов. В последнее время широкое применение получили измерительные трансформаторы, у которых в качестве изоляционного материала обмоток используется гексафторид серы (элегаз).

В учетом потребностей эксплуатационных организаций, производители вынуждены заниматься модернизацией конструкции измерительных трансформаторов для создания более компактных и универсальных измерительных приборов. Для поиска более совершенных измерительных устройств, стоит обратить внимание на появившуюся альтернативу традиционным электромагнитным трансформаторам – оптоволоконный

измерительный трансформатор. На данном этапе развития технологий и техники сверхвысоких напряжений, традиционные измерительные трансформаторы, несмотря на простоту своей конструкции, в большинстве показателей уступают оптоволоконным измерительным трансформаторам.

В последние 10 лет стал активно развиваться новый вид измерительных приборов – оптические или оптоволоконные трансформаторы напряжения и тока. Работа данных измерительных приборов основана на эффекте Поккельса и Фарадея. Оптоволоконные трансформаторы производит несколько зарубежных фирм, к примеру, NXTPhase, ABB, DynAmp и др. Аналогичные разработки появились и в России. Однако российские производители в данный момент неспособны конкурировать с западными в производстве трансформаторов на напряжения 330-500 кВ.

Оптический трансформатор тока работает на основе продольного магнитооптического эффекта Фарадея, который заключается в том, что при распространении линейного поляризованного света через вещество, находящиеся в магнитном поле, наблюдается вращение плоскости поляризации света, причем вращение плоскости линейно зависимо от силы магнитного поля (1).[1]

$$\Delta\varphi = 4 \cdot \mathrm{V} \cdot \mathrm{H} \cdot \mathrm{l} \qquad (1)$$

где $\Delta\varphi$ –угол поворота (фаза поляризованного луча); V–постоянная Вердеили удельное магнитное вращение (0,01–0,02 $\frac{рад}{А}$); H–магнитная напряженность поля; l–длина пути светового луча в среде вдоль силовой линии магнитного поля. На рисунке 1 представлена блок-схема показывающая принцип работы оптического датчика тока

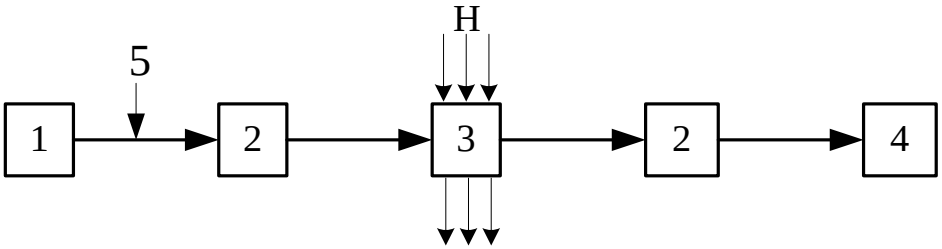


Рис. 1. Блок-схема устройства оптического датчика тока

1-источник излучения; 2-линейный поляризатор; 3-источник магнитного поля; 4-приемник излучения; 5-оптовокно.

Оптический трансформатор напряжения работает на основе линейного электрооптического эффекта Поккельса, который заключается в том, что при наложении переменного электрического поля в оптических средах, наблюдается двойное лучепреломление света (2).

$$\Delta\varphi = \frac{\pi \cdot \mathrm{L} \cdot \mathrm{K_{ij}} \cdot \mathrm{E}}{\lambda} \qquad (2)$$

где $\Delta\varphi$ –угол поворота (фаза поляризованного луча); L–толщина пластин в ячейке Покельса; K_{ij}–электрооптические коэффициенты; l–длина пути светового луча в среде вдоль силовой линии магнитного поля.

На рисунке 2 представлена блок-схема показывающая принцип работы оптического датчка напряжения.

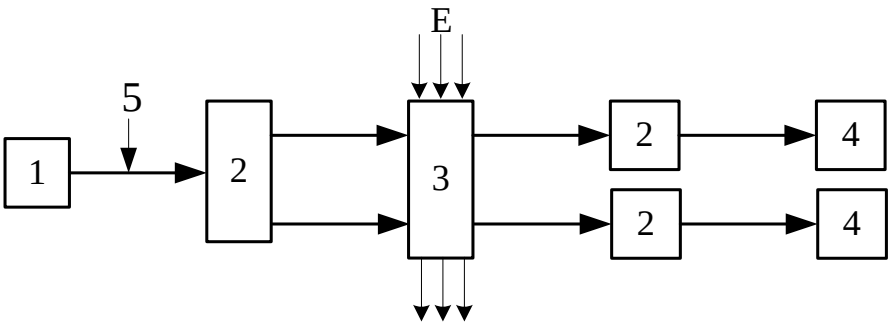


Рис. 2. Блок-схема устройства оптического датчика напряжения
1-источник излучения; 2-круговой поляризатор; 3-ячейки Поккельса; 4-приемник излучения; 5-оптовокно.

Основным элементом ячейки Поккельса является кристалл в форме параллелепипеда, определенной толщины в направлении главной оптической оси (оси Z). Эффект Поккельса обнаруживается только в кристаллах с пьезоэлектрическими свойствами. В этих кристаллах по главной оси Z не происходит разложения света на обыкновенный и необыкновенный лучи, в то время как другие оси этим свойством обладают. Если же к кристаллу приложить электрическое поле вдоль оси Z, то оптическая ось расщепится на две, кристалл станет двуосным.

Согласно рисунку 2 функциональная связь между элементами схемы осуществляется следующим образом: по интенсивности поток от источника излучения 1 формируется круговым поляризатором 2 в параллельный пучок лучей, который по оптическому каналу связи (оптоволокну) 5 передается с помощью поворотных призм в модулятор Поккельса 3, содержащий управляемый измеряемым параметром (напряжением) элемент — ячейку Поккельса. Модулированный по интенсивности световой поток по оптическому каналу связи 5 передается на землю в приемную оптическую систему, которая направляет его в фотоприемники 4.[2]

Входной сигнал фотоприемника, пропорциональный измеряемому параметру — напряжению ($\Delta\varphi$=U). Оптический сдвиг фаз зависит только от напряжения, подводимого к ячейке, и не зависит от геометрических размеров кристалла. Чувствительность ячейки (отношение индуцированной разности фаз $\Delta\varphi$ к приложенному напряжению) может быть изменена путем двукратного пропускания света через кристалл или параллельным включением нескольких кристаллов в электрическую цепь. Помимо самого измерительно датчика (фарфоровой колонны, элемента токопровода) в комплекте с оптическим трансформатором поставляется электронный блок содержащий источник излучения световой волны, поляризаторы, приемник излучения, анализаторы фазового сдвига волны и т.п.. После цифровой обработки измеряемых параметров сигнал поступает в цифро-аналоговый преобразователь, а далее в усилитель выходного аналогового сигнала.

Рассмотрим заявленные производителем основные достоинства оптических трансформаторов:

1. Оптико-электронное малоинерционное преобразование световых сигналов с отсутствием явлений гистерезиса, магнитного насыщения и остаточного намагничивания, характерных для электромагнитных аналогов и ограничивающих их динамический диапазон и точность измерений;
2. Возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием различных интерфейсов – аналоговых, дискретных и цифровых (стандарт МЭК 61850-9-2) с исключением влияния вторичной нагрузки на процессы измерения (подключение неограниченного количества устройств РЗА, ПА, АСКУЭ, РАС);
3. Полная экологическая, пожарная, взрывоопасная и электробезопасность за счет отсутствия вредных веществ и электропроводящих материалов в ВОДТ, а также за

счет использования маломощных световых сигналов, исключающих возможности искрения и возгорания в нештатных ситуациях (например, при обрыве оптоволокна);

4. Малые весогабаритные параметры, упрощающие и облегчающие монтаж, а также позволяющие устанавливать изделия в ограниченном пространстве, в любом положении, с установкой на опору или путем подвешивания к жесткой шине. Имеется возможность совместить в одном корпусе датчики напряжения и тока;

С учетом всех преимуществ оптических трансформаторов, можно сказать, что они являются хорошей альтернативой для использования взамен традиционных электромагнитных измерительных трансформаторов. Метрологические характеристики оптических трансформаторов не уступают, а во многом и превосходят электромагнитные трансформаторы. В таблице 1 представлены сравнительные метрологические характеристики измерительных трансформаторов тока и напряжения, согласно [3].

Таблица 1.Метрологические характеристики трансформаторов

№	Параметр	Традиционные	Оптические
1	Класс точности	ТТ-0,2S/ТН-0,2/5P	
2	Динамический диапазон в котором сохраняется класс точности	ТТ(1%-120%) Iном. ТН(80%-120%) Uном.	ТТ(0,2%-200%) Iном. ТН(50%-200%) Uном.
3	Погрешности токовых трансформаторов связанные с изменением первичного тока и нелинейностью амплитудной характеристики	В области малых токов (Iраб.< 20% Iном.) статические погрешности ТТ в зависимости от условий эксплуатации, могут достигать от десятых долей процента до единиц процентов	Амплитудная характеристика линейна в диапазоне токов (0,2%-200%) Iном
4	Погрешности связанные с характеристиками вторичных нагрузок трансформаторов и вторичных цепей тока и напряжения	Погрешности вторичных цепей нормируются величиной 0,25%. Погрешности трансформаторов обусловленные несбалансированностью нагрузки могут достигать значения 0,2%	Наличие цифрового интерфейса в трансформаторах устраняет потери связанные с дополнительными погрешностями вторичных цепей

В связи с увеличением количества устанавливаемых комплектов систем мониторинга переходных режимов (СМПР) на объекты электроэнергетики, установка вместе с устройствами СМПР оптических трансформаторов, для улучшения качества анализа переходных режимов, будет являться довольно эффективным мероприятием.

Однако самым основным недостатком оптических трансформаторов является их цена. На рисунке 3 представлена зависимость цены на организацию точки учета с использованием традиционных и оптических ТН и ТТ от класса напряжения (цена указана при установке на три фазы)

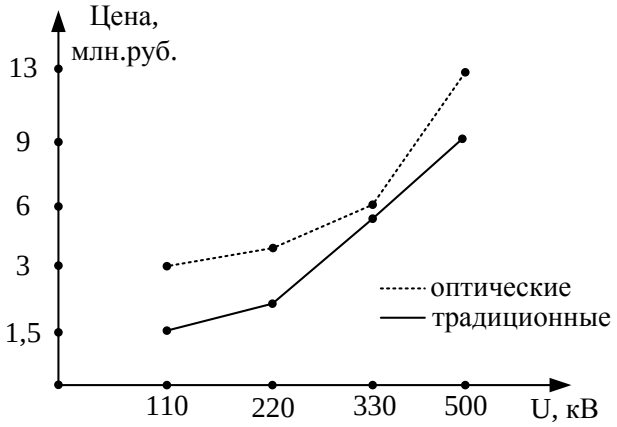


Рис. 2. Зависимость цены трансформаторов от класса напряжения

Исходя из того, что в данный момент цена является определяющим фактором к выбору оборудования, то проектные и эксплуатирующие организации не торопятся закупать и устанавливать оптические трансформаторы напряжения и тока. Очень тяжело обосновать включение в инвестиционную программу эксплуатирующей организации дорогостоящее оборудование, хоть и превосходящее по характеристикам аналогичное. В России с 2006 года установлено не более нескольких десятков комплектов оптических трансформаторов, основную долю этого оборудования устанавливает на свои подстанции ОАО «РЖД».

На данный момент оптическое измерительное оборудование только начинает развиваться и конкурировать на рынке измерительных трансформаторов. Цена на установку данного оборудования весьма велика, но как и у всех новых разработок цена со временем снижается. Резюмируя все достоинства и недостатки можно сделать вывод о том, что на данном этапе развития оптических трансформаторов, их внедрение не до конца целесообразно из-за высокой стоимости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Некрашевич Е., Старостин Н. Волоконно-оптические датчики тока // Электронные компоненты. – 2006. – № 11.
2. Гонда С., Сэко Д. Оптоэлектроника в вопросах и ответах / Пер. с япон. – Л. Энергоатомиздат, 1989.
3. Палей Э., Аношин О. Электротехнический рынок России. Застой или временная передышка? / Итоги выставки «Электрические сети России и ЛЭП – 2006» // Новости ЭлектроТехники. – 2006. – № 6.

Научный руководитель: Кононов Юрий Григорьевич, доктор технических наук, профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы и электроснабжение» Института «Электроэнергетика, электроника и нанотехнологии» Северокавказского Федерального Университета.

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ С УЧЕТОМ МЕТЕОФАКТОРОВ НА ОСНОВЕ НЕЙРО-НЕЧЕТКОЙ СЕТИ

А.В. Ерашов, А.А. Тимусь
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ
Баласим М. Аль-Зихери, И.И. Надтока
Южно-российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова

Основными недостатками математических моделей краткосрочного прогнозирования электропотребления – Short Term Load Forecasting (STLF) является отсутствие у них способности точно моделировать влияние изменений погодных факторов, влияющих на нагрузку, недостаточная точность прогнозирования нагрузки в выходные и праздничные дни, а также довольно емкие вычисления [1]. В последнее время объектом пристального внимания исследователей стали нейро-нечеткие сети, совмещающие под-ходы из области нейронных сетей и нечеткой логики.

Адаптивная система нейро-нечеткого вывода - Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) позволяет моделировать качественные аспекты человеческого знания и процесс рассуждения без применения точного количественного анализа, а также сокращать время обучения за счет уменьшения размерности [2] и дает положительные результаты при моделировании нелинейных функций [3].

Наиболее часто в задачах STLF используется нечеткая модель ANFIS первого порядка Такаги-Сугено [4] с двумя входами и одним выходом и с двумя функциями принадлежности для каждого входа. В качестве функций принадлежности используются функции Гаусса, колоколообразная или треугольная. Одна эпоха обучения обеспечивает количество итераций, достаточное для высокой точности прогнозирования. Эквивалентная архитектура ANFIS системы нечеткого вывода первого порядка Такаги-Сугено, состоящая из пяти слоев приведена на рисунке 1.

Слой 1: Каждый узел этого слоя является адаптивным узлом, выход узла определяется по формуле :

$$O_{1,i} = \begin{cases} \mu_{A_i}(x) & при\ i = 1, 2; \\ \mu_{B_{i-2}}(y) & при\ i = 3, 4. \end{cases}, \qquad (1)$$

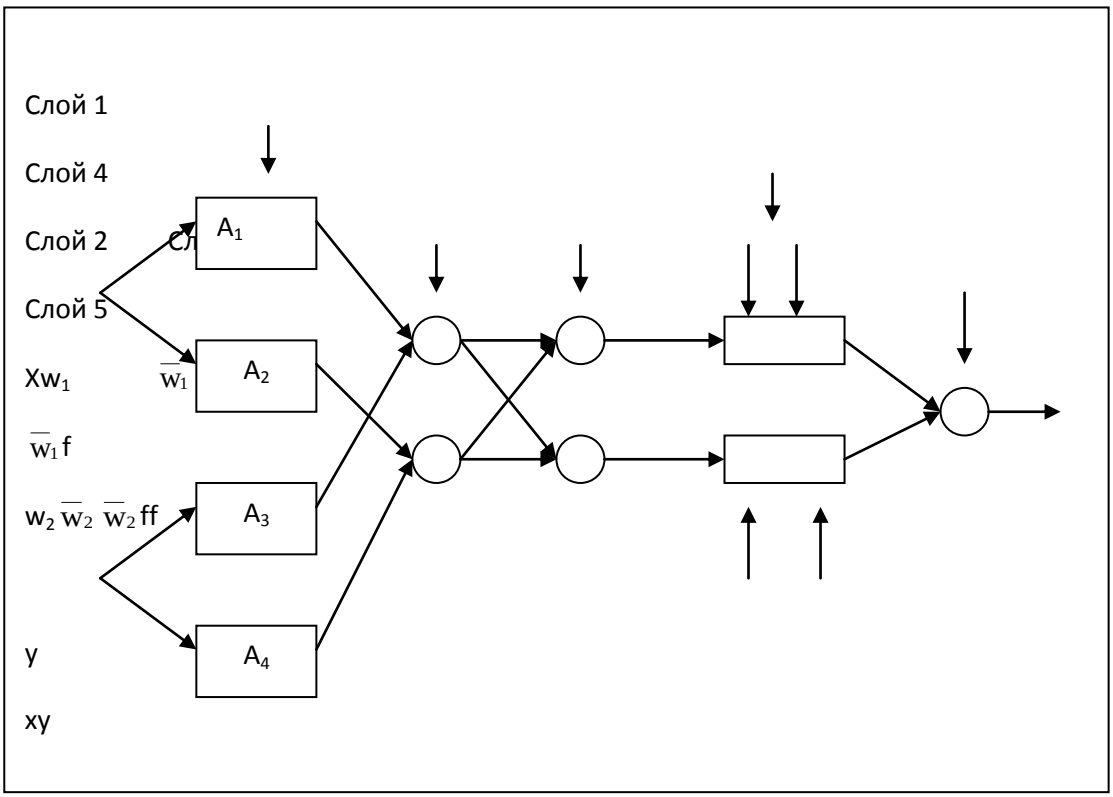


Рис. 1. Обобщенная архитектура ANFIS

где x (или y) – это вход узла; A_i (или B_{i-2}) - это нечеткое множество, связанное с этим узлом, характеризующееся формой функции принадлежности $\mu_{A_i}(x)$ в этом узле.

Параметры этого слоя относятся к параметрам предпосылок.

Слой 2: Каждый узел этого слоя является фиксированным узлом, перемножающим входные сигналы и выходное значение. Например,

$$O_{2,i} = w_i = \mu_{A_i}(x) \times \mu_{B_i}(y) \quad i = 1,2 \quad . \qquad (2)$$

Выход каждого узла представляет собой вес некоторого правила.

Слой 3: Каждый i-й узел этого слоя является циклическим и определяет отношение веса i-го правила к сумме весов всех правил.

$$O_{3,i} = \overline{w_i} = \frac{w_i}{w_1 + w_2} \quad i = 1,2 \; . \qquad (3)$$

Выходные сигналы 3-го слоя называются нормализованными весами.

Слой 4: Узел i четвертого слоя рассчитывает вклад одного нечеткого i-го правила в выход сети со следующей функцией узла:

$$O_{4,i} = \overline{w_i} f_i = \overline{w_i}(p_i x + q_i y + r_i), \qquad (4)$$

где $\overline{w_i}$ - это выходной сигнал слоя 3, а $\{ p_i, q_i, r_i \}$ - набор параметров. Параметры этого слоя относятся к параметрам вывода.

Алгоритм обучения ANFIS является гибридным алгоритмом, совмещающим метод градиентного спуска и метод наименьших квадратов [5].

Таким образом, гибридный алгоритм обучения может быть использован для эффективного поиска оптимальных параметров ANFIS. При прямом распространении сеть передает входные сигналы в прямом направлении до слоя 4, в котором параметры вывода идентифицируются с помощью метода наименьших квадратов. При обратном распространении сигнал ошибки передается в обратном направлении и параметры предпсылок обновляются с помощью метода градиентного спуска.

Известен ряд положительных примеров применения ANFIS в задаче STLF. Так, например, Саид – Ахмед, и др. в [6] использовали обучающие данные, состоящие из почасового потребления электроэнергии в г. Алеппо (Сирия) в течение трех лет с 1997 по 1999 год. Для обучения была использована структура с тремя входами и с одним выходом и двумя обобщенными функциями принадлежности Бела на каждом входе. Величина среднеквадратической ошибки составила 0.50%.

Поттер и др. в [7] проводили обучение модели ANFIS на основе данных за январь 2002г., тестирование выполнялось по данным марта 2002г. Количество входов варьировалось от 4 до 6. Среднеквадратические погрешности для моделей с колоколообразной и треугольной функциями принадлежности равны соответственно 2.30% и 0.73%.

L.Ying и др. в [8] использовали модели типа ANFIS для прогнозирования нагрузки в региональных электросетях. В качестве входных параметров использовались фактические значения нагрузки с 1981г. по 2000г. Метод ANFIS показал наилучшие результаты со значением средней абсолютной погрешности 1.87%.

В России также применяются модели ANFIS в задачах STLF [9-11] и получены результаты, показывающие, что данный тип модели позволяет повысить точность прогнозирования.

На рисунке 2 приведен пример результатов прогнозирования суточного графика мощности по прогнозной модели ANFIS, структура которой описана выше, разработанной для филиала ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ. Обучение модели выполнялось на данных летних месяцев за 2009 - 2011 годы. Прогнозирование выполнено на сутки вперед на 31.08.2011 г. В качестве прогнозных данных температуры и освещенности принимались фактические данные на эти прогнозируемые сутки. Среднеквадратическая погрешность прогнозирования составила 1,83%.

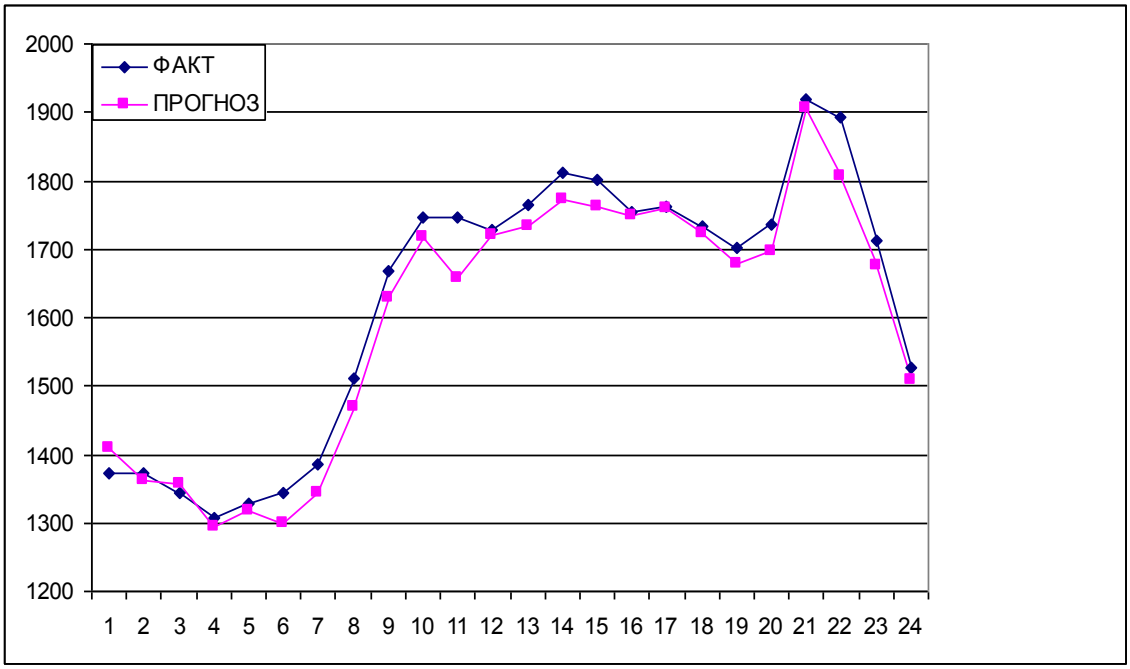


Рис. 2. Пример прогнозирования суточного графика на сутки вперед

Актуальность применения правил нечеткого вывода особенно возрастает при учете одновременно нескольких погодных факторов, например, температуры и освещенности в сочетании с направлением скоростью ветра. Кроме этого, правила нечеткого вывода можно использовать при приведении в соответствие (прогнозных и фактических) экспертных данных по облачности и инструментальных данных естественной освещенности.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ:

1 D.Fay, J.V. Ringwood, M.Condona and M.Kelly, Establishing a Solution Strategy for Electrical Demand Forecasting in Ireland, 2000.

2. Maguire, L.P., Roche, B., McGinnity, T.T., McDaid, L.J., 1998.Predicting a Chaotic Time Series Using a Fuzzy Neural Network. InformationScience 112, 125–136.
3. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. М: Горячаялиния – Телеком, 2007. 288 с.
4 V. Novák,I. Perfilieva,. Mathematical Principles of Fuzzy Logic, Kluwer Academic Publishers ,USA 1999.
5 Jang, J.S.R., Sun, C.T., Mizutani, E., Neuro-Fuzzy and Soft Computing: a Computational Approach to Learning and Machine Intelligence. Prentice-Hall, Eaglewood cliffs, NJ, 1997.pp. 503–534.
6. M.N. Syed-Ahmad and A.Bensenouci, Short term load forecasting using adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS) application to Aleppo load demand, Electrical Technology Department, College of Technology at Al-Baha, 2001.
7. C.Potter and M.Negnevitsky, Short Term Power System Forecasting Using an Adaptive Neural-Fuzzy Inference System, University of Tasmania, 2003.
8. L.Ying and M.Pan, Using adaptive network based fuzzy inference system to forecast regional electricity loads, Energy and Conversion Management, pp. 205-211, 2008 .
9 Анушина Е.С. Система краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки: дис. … канд. техн. наук: 05.09.03. – СПб., 2009. – 137 с.
10. Глебов, А.А. Модель краткосрочного прогнозирования электропотребления с помощью нейро-нечетких систем / А.А. Глебов // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – №7(20). – С. 142-146.
11. Надтока И.И., Бугаец В.А., Юрушкин М.В. Модель прогнозирования электропотребления энергорайонов и региона с учетом влияния метеофакторов // Известия вузов. Электромеханика, 2014, № 3. С. 40 – 44.

РОЛЬ СТРУКТУРНЫХ ФАКТОРОВ В ПОВЫШЕНИИ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ТРУБНОЙ СТАЛИ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ТЕРМООБРАБОТКЕ

А.В. Помазова, Т.В. Панова, Г.И. Геринг
Омский государственный университет им. Ф.М. Достоевского, физический факультет, кафедра «Прикладной и медицинской физики»

АННОТАЦИЯ

В работе рассмотрены возможности применения многократной структурной перекристаллизации для улучшения эксплуатационных характеристик стали 20, используемой для изготовления труб поверхностей нагрева. Установлено, что наиболее эффективным режимом термообработки для выравнивания и измельчения размеров зерен является режим двукратной нормализации при 920^0С, позволяющий увеличить срок эксплуатации тепловоспринимающих элементов котла за счет снижения скорости наружной коррозии.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы обусловлена непрерывным увеличением числа коррозионных повреждений труб поверхностей нагрева, являющимися тепловоспринимающими элементами в теплоэнергетике. Задачей настоящего исследования является создание способа термической обработки с минимальным количеством технологически простых операций, обеспечивающего повышение коррозионной стойкости малоуглеродистой стали 20 при сохранении требуемых по ТУ 14-3Р-55-2001 свойств и стоимостных показателей, с возможностью его реализации в промышленном производстве на широко распространенном промышленном оборудовании простым и экономичным способом.

Рекомендуемый температурный интервал термообработки (нормализации) для труб поверхностей нагрева составляет 900÷950^{0}С [1]. При этом для стали решающее значение в формировании микроструктуры имеет количество циклов и температура фазовой перекристаллизации [2]. В настоящее время в теплоэнергетике используются введённые с 01.03.2004 г. технические условия (ТУ 14-3Р-55-2001) [3], согласно которым котельные трубы из углеродистой стали 20 поставляют в термообработанном состоянии, подвергая однократному режиму нормализации в температурном интервале 920-950^{0}С. В данной работе проведены исследования при расширенных температурных параметрах и циклах нормализации с целью выравнивания размеров зерен феррита в стали 20 и повышения коррозионной стойкости труб поверхностей нагрева.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДИКИ ЭКСПЕРИМЕНТА

Для морфологического анализа структурных составляющих стали 20 (состав, мас.%: углерод 0,175±0,016, кремний 0,27±0,03, марганец 0,45±0,03, хром 0,081±0,008, никель 0,033±0,008, медь 0,041±0,008, серу 0,004±0,002, фосфор 0,007±0,002, остальное железо) применялся металлографический анализатор фрагментов микроструктуры твердых тел "Ресурс С7", программный комплекс которого специально дополнен и доработан для задач настоящей работы специалистами компании ООО «Сиамс». Нормализация проводилась в электропечи камерной СНОЛ-1,4.2,5.1,2/12,5-И1. Образцы стали 20, вырезанные из трубной заготовки с типоразмером 32,0×4,0 мм подвергались циклической нормализации. Количество циклов варьировалось от одного до пяти. Расчет фактора разнозернистости проводился в программном комплексе в соответствии с [4] по формуле:

$$F_Z = \frac{f_{max} \cdot Z_{max}}{\sum f_i \cdot Z_i}, \quad (1)$$

где f_i,% – доля зерна с определенным баллом, f_{max},% – доля зерна, занимающего максимальную площадь на шлифе, Z_i – балл зерна, Z_{max} – балл зерна, занимающего максимальную площадь на шлифе.

Скорость коррозии рассчитывалась по потери массы образца за время испытания:

$$V = \frac{m_0 - m}{t}, \quad (2)$$

где m_0 – исходная масса образцов, m – масса образца после испытания, t – время испытания. Время испытания составило 24 (t_1) и 168 (t_2) часов.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Исследования показали, что в исходном состоянии структура стали 20 состоит из крупнозернистого феррита и перлита. Средняя площадь зерна феррита составляет 84,7 мкм^2. Неравномерность образования перлита по границам зерен феррита указывает на незавершенность процесса кристаллизации и неравновесное состояние стали 20 (рис.1a).

Партии образцов, изготовленные из стали 20, были подвергнуты многократной нормализации при температурах 900, 910, 920, 930, 940, 950^{0}С. Установлено, что два цикла фазовой перекристаллизации при 900^{0}С приводят микроструктуру в равновесное состояние, выравнивая размеры и измельчая зерна, более равномерно распределяя перлит между ферритом (рис.1b). Средние площади зерен феррита уменьшаются до 55,1 мкм^2. После двукратного цикла нормализации фактор разнозернистости достигает максимального значения. Последующие циклы фазовой перекристаллизации не оказывают значительного влияния на средний размер зерен феррита и дисперсность перлита. После третьего цикла нагрева-охлаждения наблюдается минимальное значение фактора разнозернистости, четвертый и пятый цикл нормализации повышают однородность зеренной структуры. Результаты аналогичных исследований при температурах 910, 920, 930, 940, 950^{0}С представлены на рис.2. Видно, что режим двукратной нормализации при температуре 920^{0}С формирует более однородную структуру (рис.1c), значение фактора разнозернистости достигает максимального значения. При этом установлено, что при пятикратной

нормализации при 910^0C, четырех-пятикратной при 920^0C, трех-пятикратной при 930^0C и 940^0C, двух-пятикратной при 950^0C (рис.1d) наблюдается образование грубой видманштеттовой структуры с массивными иглами и ферритной сеткой по границам зерен, что соответствует 4-5 баллам ГОСТ 5640 [5]. Наличие видманштеттовой структуры выше 3-го балла в микроструктуре труб поверхностей нагрева не допускается [3].

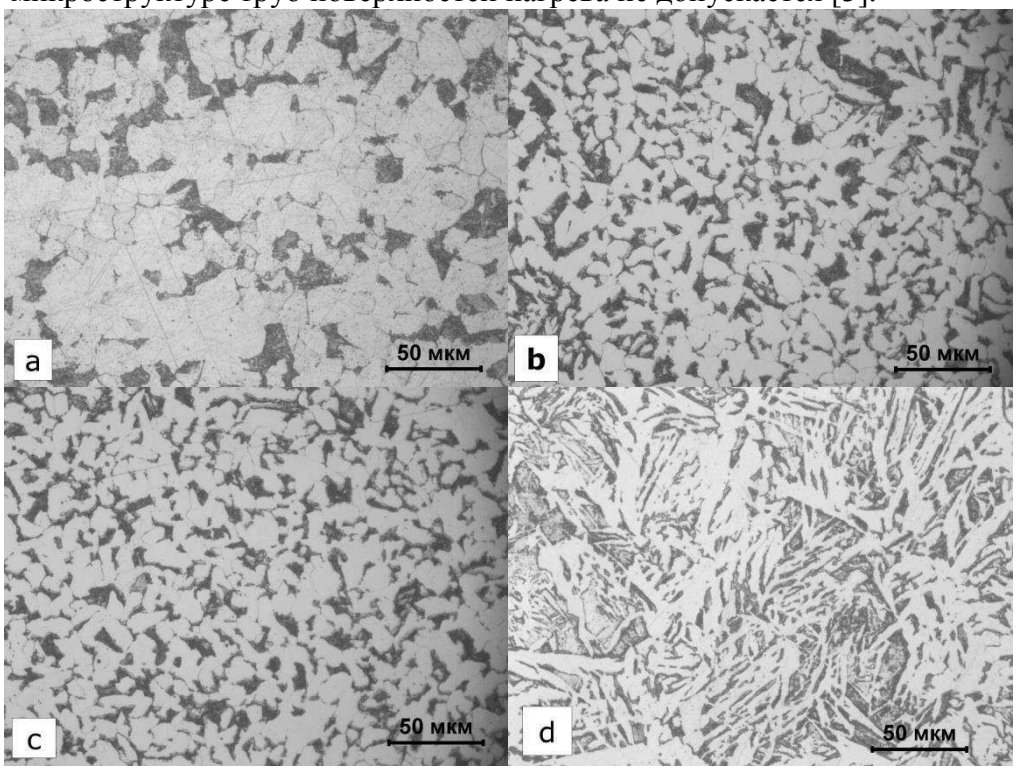


Рис.1. Микроструктура трубной заготовки из стали 20 в исходном состоянии (a), после двукратной нормализации при 900^0C (b), 920^0C (c) и 950^0C (d)

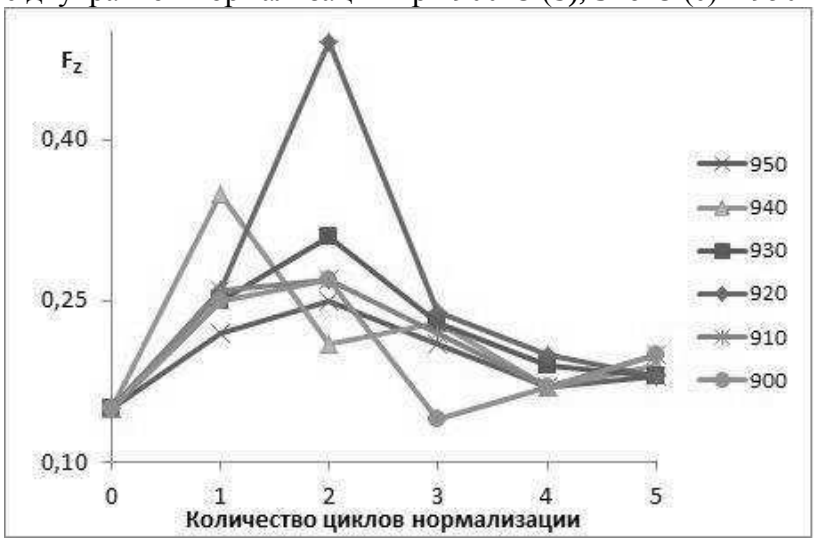


Рис.2. Зависимость фактора разнозернистости от количества циклов нормализации

Поскольку одной из основных причин повреждения труб поверхностей нагрева за отопительный сезон является наружная коррозия [6], были проведены испытания на коррозионную стойкость в условиях, имитирующих агрессивную среду топочных газов. Анализы отложений на наружной поверхности и протоколы выбросов показали, что основными продуктами коррозии являются FeS и Fe_3O_4. ОбразованиеFeS обусловлено наличием соединений серы в мазуте. Коррозионные испытания заключались в выдержке в течение определенного времени испытуемых образцов в агрессивной среде, содержащей сероводород. Изменение скорости коррозии по мере увеличения количества циклов и температуры нормализации иллюстрирует рисунок 3.

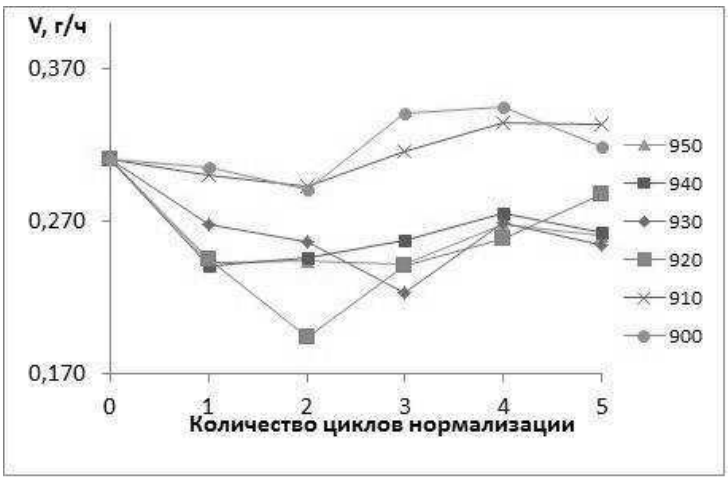


Рис.3. Зависимость скорости коррозии от количества циклов при различных температурах структурной перекристаллизации (t_1=24 часа)

Видно, что заметное снижение скорости коррозии наблюдается у образцов, подвергнутых нормализации при температуре 920^0C и выше. Аналогичные результаты получаются и при увеличении времени коррозионных испытаний. Наименьшая скорость коррозии наблюдается при двукратной нормализации при 920^0C. Установлено, что при режиме двукратной нормализации при t_1 снижение этой величины составляет 38% от исходного значения, при увеличении времени испытания до t_2 скорость коррозии уменьшается на 51%. После третьего цикла нормализации эта величина уменьшается на 23% и 35%, после четвертого - на 16% и 29%, после пятого – на 7% и 20% для времени испытания t_1 и t_2 соответственно. Большая эффективность двукратной нормализации при увеличении времени испытания указывает на хорошую адгезионную связь продуктов коррозии с поверхностью испытуемого металла. Снижение скорости коррозии при этом объясняется пассивирующими свойствами образовавшихся продуктов коррозии, более равномерно распределенных на сформировавшейся однородной зеренной структуре. Металлографический анализ показал, что после первого цикла нормализации при 920^0C глубина межкристаллитных трещин сокращается в 1,5 раза (с 47,3 мкм до 31,7 мкм), при двукратной нормализации при 920^0C в 2,2 раза (с 47,3 мкм до 21,1 мкм) при t_1 по сравнению с трещинами, образовавшимися на образцах, не подвергнутых термообработке.

На рисунке 4 представлена зависимость скорости коррозии от фактора разнозернистости микроструктуры образцов.

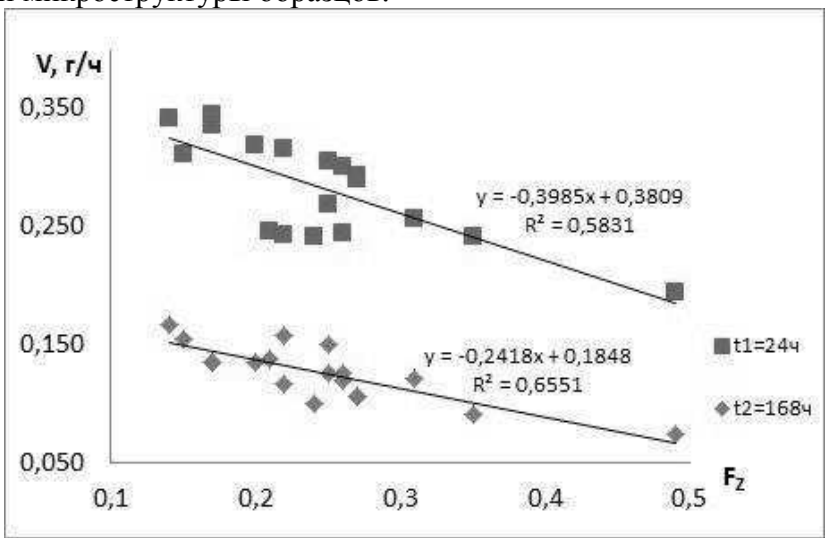


Рис.4. Зависимость скорости коррозии от фактора разнозернистости

Из графика видно, что скорость коррозии уменьшается с увеличением степени однородности зеренной структуры. Любой вид неоднородности (по составу, электропроводности и напряжению отдельных участков, наличию примесей и т.п.) может

приводить к увеличению скорости коррозии, однако их вклад в коррозионную стойкость незначительный по сравнению с фактором разнозернистости. Полученные данные свидетельствуют о существенной зависимости коррозионных характеристик от размерных параметров зерен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования показали, что режим двукратной нормализации при 920^0С повышает однородность микроструктуры и увеличивает коррозионную стойкость углеродистой стали 20, применяемой в теплоэнергетике для изготовления труб поверхностей нагрева, на 38-51% при варьировании времени испытания от 24 до 168 часов. Трехкратное увеличение фактора разнозернистости позволило при этом режиме сократить глубину межкристаллитных трещин в 1,5 раза (с 31,7 мкм до 21,1 мкм) по сравнению с трещинами, образовавшимися на образцах, прошедших рекомендуемую по ТУ 14-3Р-55-2001 термообработку. Использование разработанного режима термообработки позволит увеличить срок эксплуатации тепловоспринимающих элементов котлов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Марочник сталей и сплавов. 2-е изд., доп. и испр. /А.С. Зубченко, М.М. Колосков, Ю.В. Каширский и др. Под общей ред. А.С. Зубченко- М.: Машиностроение, 2003. 784 с: илл.
2. Дьяченко С.С. Образование аустенита в железоуглеродистых сплавах. М.: Металлургия, 1982.
3. ТУ 14-3Р-55-2001. Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов. М.: РНИИТП, 2001
4. Гроховский В.И. Возможности цифровой микроскопии в металлографии // Цифровая микроскопия. Материалы школы-семинара. 2001.С. 18-20.
5. ГОСТ 5640–68. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты. М.: Изд–во стандартов, 1988.
6. Березина Т.Г. Коррозия металла деталей теплоэнергетического оборудования. Челябинск: ЧФ ПЭИПК, 2000 г.

Научные руководители:

Т.В. Панова, кандидат физико-математических наук, доцент, кафедра «ПиМФ» ОмГУ им. Ф.М. Достоевского, г. Омск.

Г.И. Геринг, доктор физико-математических наук, профессор, заведующий кафедрой «ПиМФ» ОмГУ им. Ф.М. Достоевского, г. Омск.

МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛУГ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

О.Д. Балабанюк, А.Г. Фишов

Новосибирский государственный технический университет, Факультет энергетики

Целью работы является разработка модели технологических услуг, предоставляемых распределённой генерацией в электрических сетях, и их коммерческого учёта для формирования розничного рынка услуг в сетях с распределённой генерацией. Для достижения цели необходимо разработать классификацию возможных услуг, определить технологическое содержание каждой из услуг, разработать модели для реализации учёта этих услуг (адресата, факта предоставления, объема).

Предлагаются следующий перечень и классификация услуг, предоставляемых малой генерацией (МГ).

Таблица 1.Технологические услуги МГ

№	Услуга	Статус	Адресант	Адресат	Содержание услуги
1	Резервирование электро-снабжения при нарушениях внешнего питания	локальная, районная	МГ(малая генерация), ГВИ(генераторы на возобновляемых источниках), АК (аккумуляторы)	потребит.	переход к электроснабжению от локальных источников
2	Поддержание баланса активной и реактивной мощностей в энергосистеме	Системная	МГ, ГВИ, АК	энергосистема, в т.ч. СО, потребит.	замещение выбывшей из работы мощности в энергосистеме (ЭС)
3	Регулирование напряжения	системная	МГ, ГВИ, КУ (компенсирующие устройства)	энергосистема, в т.ч. СО, потребит.	поддержаниеуровня напряжения района ЭС в допустимых пределах
4	Снижение искажения формы питающих напряжений	локальная	МГ, Фильтрокомпенсирующие устройтва (ФКУ)	потребит.	подавление высших гармоник
5	Поддержание желаемого напряжения в узлах субъектов или в районе сети	локальная,районная	МГ, ГВИ, КУ	потребит., сетевая компания	поддержание оптимального для потребителя или группы потребителей напряжения, максимизация пропуска энергии или минимизация потерь для сетевой компании
6	Симметрирование питающих напряжений	локальная, районная	МГ, ГВИ, КУ	потребит., сетевая компания	устранение перекоса фаз

Услуги разделены на три группы: локальные, районные и системные. Локальные услуги оказываются потребителям, подключенным к шинам малой генерации или к шинам соседних подстанций, районные- субъектам энергорайона, системные - энергосистеме (в лице системного оператора).

Предполагается, что энергосистема и МГ оснащены приборами учёта услуг, входящими в некоторую интеллектуальную систему коммерческого учета, которая попадает под такую классификацию как SmartMetering.

Для понимания содержания услуг используем схему сети с присоединённой МГ на генераторном напряжении 10 кВ.В нормальном режиме МГ секционирована с помощью ШСВ, работает на собственную нагрузку и подключена к соседним подстанциям электрической сети (Рис.1).

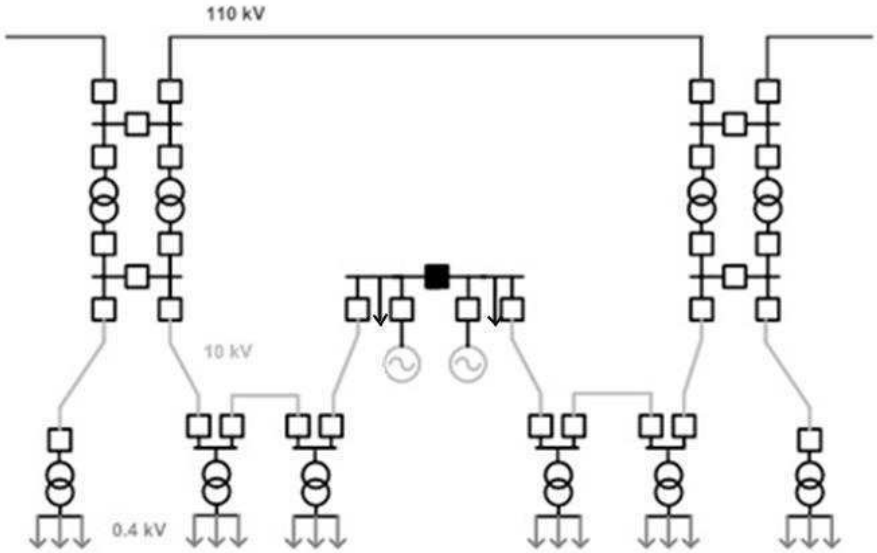


Рис.1.Схема сети 110/10 кВ с присоединённой малой генерацией на генераторном напряжении

Рассмотрим возможные услуги МГ.

1. Резервирование электроснабжения при нарушениях внешнего питания

Услуга состоит во вводе неиспользованной мощности МГ в виде недогруженных генераторов либо резервных генераторов по факту потери внешнего питания района сети(отключения питающих линий и трансформаторов). Мониторинг и контроль оказания услуги может быть осуществлён при одновременной фиксации потери внешнего питания и регистрации процесса ввода резерва МГ.

2.Поддержание баланса активной и реактивной мощностей в энергосистеме

Услуга состоит в участии МГ в нормированном первичном или во вторичном или в третичном регулировании активной и реактивной мощностей при отклонениях частоты или напряжения в ЭС и районах электрических сетей.Мониторинг и контроль оказания услуги может быть осуществлён при регистрации и обработке регистрограмм переходных процессов изменения частоты и напряжения, процессов ввода резервной генерации активной и реактивной мощностей МГ.

3.Регулирование напряжения

Услуга заключается в воздействии на баланс реактивной мощности – изменении выдаваемой или потребляемой реактивной мощности путем изменения возбуждения для поддержания допустимых напряжений в районе сети.Измерение объёма услуги возможно путём фиксации разницы значений напряжения контрольных точек сети при оказании услуги и без нее(при кратковременных разгрузках МГ по реактивной мощности).

4.Снижение искажения формы питающих напряжений

Услуга заключается в снижении искажения формы питающих напряжений в узлах подключения МГ и прилегающем районе за счёт влияния “идеальной” синусоиды ЭДС генератора МГ на режим сети. Мониторинг услуги может быть осуществлён путем регистрации гармонического состава тока в генераторе как потребителе искажающего тока сети.

5.Поддержание желаемого значения напряжения в узлах субъектов

Услуга состоит в выдаче или потреблении МГ реактивной мощности по факту отклонения напряжения в узлах субъектов рынка от желаемых значений(-5% Uном у потребителя,+5% Uном для сетевой компании).Мониторинг возможен путём фиксации значений напряжения на шинах при оказании услуги и без нее (при кратковременной разгрузке генератора по реактивной мощности).

6.Симметрирование питающих напряжений

Услуга заключается симметрировании напряжений на шинах МГ и ПС сети путём компенсации части несимметрии напряжений при подключении МГ как идеального источника трехфазной ЭДС. Мониторинг услуги возможен по измерениям напряжений и углов сдвига напряжения по фазам в режимах с подключенной и отключенной от сети МГ.

Пример -расчёт объема услуги по резервированию электроснабжения в схеме (Рис.2) при нарушении внешнего питания с моделированием режимов по программе Mustang.

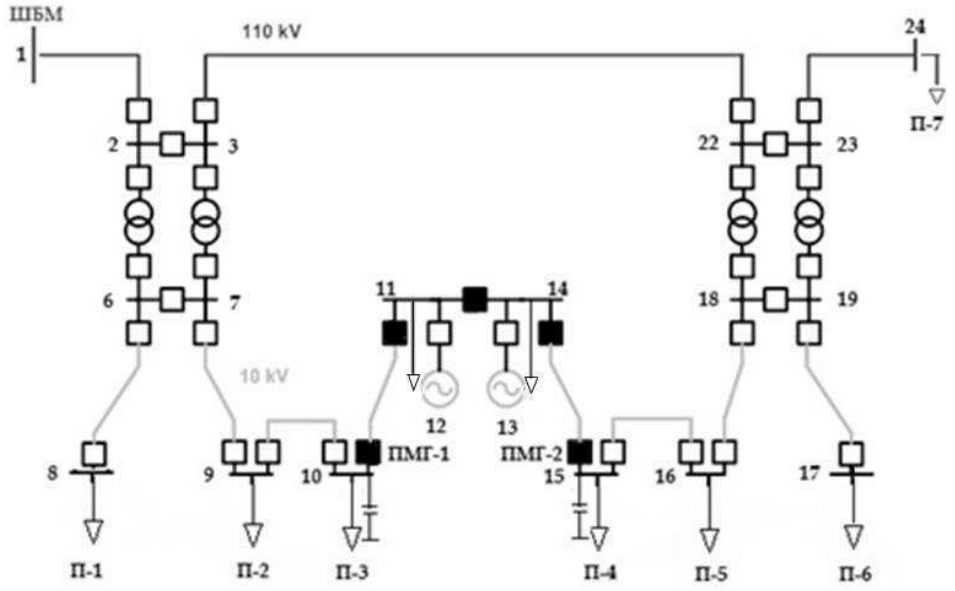


Рис.2.Расчётная схема для программы Mustang

Потребитель	P,МВт	Q,Мвар
П-1	1	0,484
П-2	1	0,484
П-3	0,8	0,387
П-4	0,8	0,387
П-5	1	0,484
П-6	1	0,484
П-7	10	5
ПМГ-1	1,2	0,581
ПМГ-2	1,2	0,581

Рассмотрены нарушения электроснабжения потребителей П-2, П-3 от внешней сети при отключении ЛЭП 7-9 как при изолированной работе МГ на собственную нагрузку, так и при ее работе в сети.

1. В случае изолированной работы МГ (линии Л10-11, Л14-15 отключены). В нормальном режиме для обеспечения допустимости режима на трансформаторах Т-1, Т-2,Т-3,Т-4 выбраны необходимые отпайки, в узлах 10 и 15 потребовались КУ мощностью 0.387 Мвар. При аварийном отключения линии (Л 7-9) отключается и часть нагрузки мощностью 1,998 МВА (1,8+0,868j). Параметры режима представлены в Табл.2.

Таблица 2.Параметры послеаварийного режима 1

Узлы	U, кВ	P, МВт	Q, Мвар	Qку, Мвар
8	9,98	1	0,48	-
9	0	0	0	-
10	0	0	0	-
12	10,5	1,2	0,581	-
13	10,5	1,2	0,581	-
15	9,73	0,8	0	0,387
16	9,85	1	0,48	-
17	10,05	1	0,48	-

2. В случае совместной работы. За счет предоставления МГ услуги по регулированию напряжения дополнительных КУ не требуется. При предоставлении МГ услуги по резервированию электроснабжения и аварийном отключении линии (Л 7-9) включается ШСВ 11-14(с улавливанием синхронизма) и для резервирования потребителей используются оба генератора. В результате непосредственное отключение нагрузки потребителей составило 0,387 МВт (0+0,387j). Параметры режима представлены в Табл.3.

Таблица 3.Параметры послеаварийного режима 2

Узлы	U, кВ	P, МВт	Q, Мвар	Qку, Мвар
8	9,98	1	0,48	-
9	9,52	0,95	0,48	-
10	9,82	0,83	-	0,387
12	10,5	1,2	0,581	-
13	10,5	1,2	0,581	-
15	9,73	0,8	0	0,387
16	9,85	1	0,48	-
17	10,05	1	0,48	-

Таким образом, объем отключения снизился в пять раз.

Выводы:

Распределенная генерация способна создать большие положительные системные эффекты по надежности, экономичности и качеству электроснабжения потребителей за счет предоставления услуг по резервированию электроснабжения, регулированию режима сети. Предоставление услуг распределенной генерацией нуждается в развитии системы их автоматизированного учета для коммерциализации и формирования локальных рынков услуг. Представленные результаты задают направление развития системы учета услуг распределенной генерации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Фишов А. Г., Исмоилов С.Т. Моделирование и анализ эффективности регулирования напряжения в электрической сети с распределенной генерацией// Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2014. №1-2.С. 302-306.
2. Фишов А.Г., Калюжный Р.С. Сценарии развития региональной энергосистемы в современных условиях//Научный вестник НГТУ. 2012. №3(48). С.161-172.
3. Фишов А.Г. Интеллектуальная электрическая сеть- революция в отношениях субъектов и управлении режимами электроэнергетических систем//Сборник докладов 3-ей международной научно-технической конференции.г. Екатеринбург, 22-26 октября 2012. Том 1. С.91-97.

Научный руководитель: А.Г. Фишов, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» (АЭЭС) Новосибирского государственного технического университета.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫРАВНИВАНИЯ ГРАФИКА СУТОЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ПОМОЩИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С РЕГУЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКОЙ

И. Д. Поляков, С. А. Дмитриев, П. В. Чусовитин, Т. Ю. Паниковская
Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, Уральский энергетический институт, Кафедра «Автоматизированные электрические системы»

На сегодняшний день график суточного потребления единой энергосистемы (ЕЭС) имеет высокую степень неравномерности. Подобную ситуацию можно наблюдать, рассматривая каждую из энергосистем (ЭС) в отдельности. Исключение могут составлять только ЭС в доле суммарной нагрузки которых, преобладают крупные промышленные потребители, к примеру - Тюменская ЭС. Неравномерность суточного графика приводит к возрастанию цены на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в пиковые часы потребления, а так же усложняет процесс ведения режима диспетчерами электроэнергетических систем. В рамках данного исследования проведен анализ графиков нагрузки крупных потребителей и поиск причин, склоняющих их к подобной работе, а так же анализ способов выравнивания суточного графика на основании внесения изменений в существующую модель ОРЭМ.

На оптовом рынке поставщики электроэнергии (генерирующие компании, импортеры электроэнергии) продают покупателям (гарантирующим поставщикам, сбытовым компаниям, крупным потребителям, экспортерам электроэнергии) два товара – электроэнергию и мощность. Рынок мощности оплачивает производителям электроэнергии постоянные затраты на поддержание генерирующего оборудования в готовности и заработную плату обслуживающему персоналу станции, а рынок электроэнергии – переменные (затраты на топливо).[1] Так же на ОРЭМ функционирует рынок системных услуг, главной задачей которого является обеспечение требуемого уровня надежности и качества функционирования ЕЭС России. В итоговую цену, помимо оплаты работы генерирующих компаний, входят услуги организаций, осуществляющих контроль над работой рынка и поддерживающих электрические сети в рабочем состоянии. Тарифы инфраструктурных организаций, а так же тариф на мощность устанавливаются на длительный срок и приведены в таблице 1.

Цена за электроэнергию имеет переменный характер, зависящий от проведения торгов. При рассмотрении оптового рынка электроэнергии можно выделить несколько секторов, различающихся условиями заключения сделок и сроками поставки: сектор регулируемых договоров, сектор свободных договоров, рынок на сутки вперед (РСВ) и балансирующий рынок (БР).

Таблица 1. Тарифы на ОРЭМ за 2014 год

Тарифы	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие
	руб./МВт		руб./МВт·ч	
ОАО «АТС»	-		0,92	1,021
ОАО «ЦФР»	-		0,282	0,282
ОДУ 1 (ОАО «СО ЕЭС»)	9011,35	9011,35	-	-
ОДУ 2 (ОАО «СО ЕЭС»)	-		1,528	1,528
ОАО «ФСК ЕЭС»	134964,06	148681,2	-	-
Тариф на мощность (зона свободного перетока Урал)	140356	140356	-	-
Итого затраты	284331,41	298048,55	2,73	2,831

На первом этапе работы проводился анализ колебаний средней узловой цены рынка электроэнергии, на основании данных сайта БР [2]. Было зафиксировано, что обычно в первой ценовой зоне она находится в диапазоне от 800 руб./МВт·ч в часы минимальных нагрузок до 1300 руб./МВт·ч в дневные часы, что стимулирует потребителей потреблять ночью больше энергии. Пример графика индикатора БР приведен на рисунке 1.

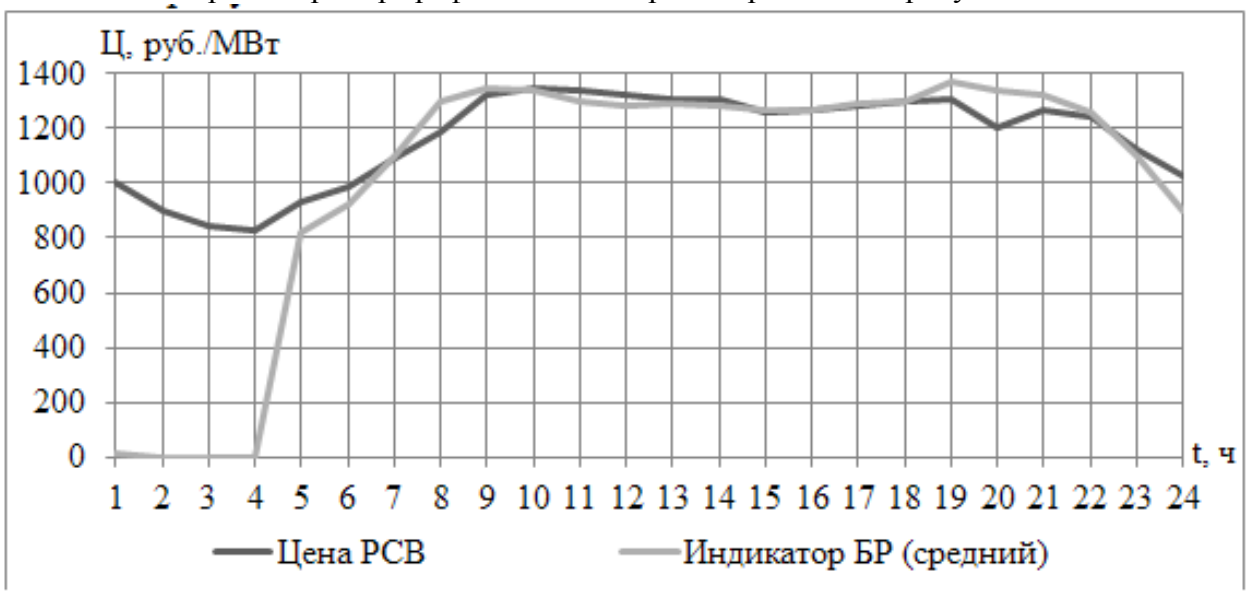


Рис. 1. График индикатора БР на 22.04.2014 (ОЭС Урала)

В рамках данной работы, так же интерес представляет БР, который осуществляет торговлю отклонениями электроэнергии от планового производства/потребления в режиме реального времени, в рамках двухчасовых перерасчетов. Если внимательно изучить статистику графика индикатора БР, можно найти часы, в которых стоимость электроэнергии опускается до нуля. Пример такого дня приведен на рисунке 1. С первого взгляда кажется очевидным, что при такой цене на БР можно потреблять любое количество электроэнергии сверх заявленного объема, не неся абсолютно никаких затрат. На самом деле, положительный небаланс БР, нулевая цена в данном случае, будет пропорционально распределен между потребителями, максимально придерживающимися планового потребления, а отрицательный небаланс, который будет являться некоторым отклонением от равновесной цены за конкретный час конкурентного отбора в правую сторону, попадая на ценовую заявку, а значит, устанавливая определенную стоимость электроэнергии, распределится между участниками пропорционально отклонениям по собственной инициативе. Таким образом, при самостоятельном отклонении от графика участник будет оштрафован за превышение потребления.

Постоянные затраты (мощность) оплачиваются ежемесячно, как видно из таблицы 1, зависят от максимального фактического значения часового потребления за месяц,

переданного измерительными приборами. При такой системе ОРЭМ постоянные затраты склоняют потребителей выравнивать свой график для минимизации цены.
Все вышеописанное сводится к тому, что даже потребители способные изменять свою нагрузку в течение суток, стараются выровнять свой график потребления и строго придерживаться планового графика.

После изучения модели рынка были рассмотрены оптовые потребители ОЭС Урала, при этом они были поделены на две группы. В первую группу вошли крупные заводы, корпорации, комбинаты и другие промышленные предприятия. Во вторую – энергосбытовые компании, сетевые компании и собственные нужды электростанций. ОАО «РЖД», так же была отнесена ко второй группе потребителей в связи с особым характером распределения точек потребления и нагрузкой в них. В целом, процент потребителей первой группы для каждой отдельной ЭС различается. В Тюменской ЭС их 65%, в Свердловской ЭС – 32%, в Кировской ЭС – 17%.
Для потребителей первой группы характерна равномерная форма графика нагрузки, неизменная в течение месяца. Исходя из вышеописанных рыночных факторов, сделан вывод, что крупные промышленные предприятия стремятся по возможности выровнять свой суточный график. Это осуществляется введением сменного производства и непрерывного цикла работы. Неравномерную часть графика ЭС в основном составляют энергосбытовые компании, основная часть потребителей которых – население.

Для анализа возможности выравнивания графика суточного потребления исследуются потребители первой группы, так как для потребителей второй группы по различным причинам очень сложно представить, как они могли бы изменять свою нагрузку в зависимости от требований ЭС. Наиболее простой метод изменения нагрузки – за счет промышленной генерации, которая в последнее время испытывает тенденцию к развитию. Так как изучение мер регулирования нагрузки путем изменения производственного цикла не представляется возможным ввиду отсутствия необходимых данных по каждому потребителю, дальнейший анализ осуществляется на основании проведения расчетов экономической эффективности работы таких установок, так как возможность выравнивания суточного графика ЭС напрямую зависит от выгоды потребителей.
На втором этапе работы проведен оптимизационный расчет выделенной на локальную работу ЭС с изменением графиков нагрузки потребителей первой группы при помощи установок распределенной генерации (УРГ). С этой целью была подготовлена расчетная модель ЭС, которая по своим характеристикам удовлетворяет предъявляемым к ней требованиям [3]. Для более наглядной оценки экономического эффекта в расчетную модель была введена новая генерация, учитывающая рост промышленной генерации. Для сохранения баланса мощности по району была выведена самая дорогая генерация, работающая на оптовом рынке. Вывод генерации проходил на основании данных ценовых заявок, поданных участниками в рамках выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО).
При моделировании был взят день, в котором график средней цены РСВ был максимально близок к среднестатистическому. Полученный график средних узловых цен при работе УРГ в базовом режиме, что характерно для нынешней системы, приведен на рисунке 2.
Для проведения оптимизации УРГ, работающих в пиковом режиме, была смоделирована операция конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков и потребителей электроэнергии, работающих на ОРЭМ, и так же выполнен оптимизационный расчет с учетом результатов проведенного отбора. Полученный график средних узловых цен изображен на рисунке 2.

Дальнейший анализ и изучение экономического эффекта заключался в исследовании данных, полученных из расчетной модели. На их основании был произведен расчет стоимости электроэнергии и мощности, за одни сутки, для конкретно взятых потребителей в моделируемых случаях.



Рис. 2. Результаты оптимизационного расчета

Пример расчета одного из потребителей приведен в таблице 2.

Таблица 2. Расчет экономического эффекта

Показатель	Потребитель 1 (существующая система оплаты мощности)		Потребитель 1 (двух тарифная система оплаты мощности)	
	УРГ пик	УРГ база	УРГ пик	УРГ база
Фактическая максимальная мощность потребителя за месяц, МВт	199,071	199,071	199,071	199,071
Мощность днем (заниженная за счет УРГ) ,МВт	160,071	119,071	80,000	119,071
Стоимость мощности $Т_{м2}$, руб/ден.	9614,469	9614,469	3881,070	3881,070
Мощность ночью (заниженная за счет УРГ) , МВт	-	-	160,000	119,071
Стоимость мощности $Т_{м1}$, руб/ден.	-	-	5733,399	5733,399
Плата за мощность, млн руб	1538,998	1144,804	1079,643	1144,804
Энергии к оплате за день, МВт ч	2187,000	1512,000	2187,000	1512,000
Стоимость энергии на РСВ, руб	2264,86	1305,216	2264,86	1305,216
Энергии на УРГ, МВт ч	2160,000	2835,000	2160,000	2835,000
Стоимость энергии УРГ, тыс. руб	3024	3969	3024	3969
Итого, тыс. руб	6827,857	6419,02	6368,503	6419,02
Итого, о.е.	1,064	1,000	1,000	1,008

Одним из основных препятствий работы потребителей с переменной нагрузкой является условия оплаты постоянных затрат на ОРЭМ. По этому, для снижения их влияния, на четвертом этапе работы проводился расчет экономической эффективности при введении двух тарифной системы оплаты мощности. Проанализировав ежесуточные колебания цены РСВ, было принято с 7 по 19 час взять повышенный тариф на мощность (дневной тариф), так как стоимость электроэнергии в это время на РСВ возрастает. В остальные часы стоимость мощности была снижена на 20%, относительно дневного тарифа. Новые цены были подобраны таким образом, что при равномерном графике потребления совокупная стоимость мощности за месяц осталась неизменной. Проведен расчет экономического эффекта, для тех же потребителей, что и в случае с существующей системой оплаты мощности. Таблица 2 дополнена этими результатами.

Исходя из результатов расчета, потребителям с возможностью регулирования нагрузки лучше работать с равномерным графиком потребления, независимо от графика ЭС. Данный режим существенно сокращает их постоянные расходы на ОРЭМ в случае покупки электроэнергии и мощности, а так же позволяет вывести из работы наиболее дорогую генерацию, замкнув цену РСВ на низких ценовых заявках.

Оценка экономического эффекта свидетельствует, что для потребителей регулирование своей нагрузки целесообразно только при введении двух тарифной системы оплаты мощности. Конечно, такой эффект может наблюдаться не для всех субъектов ОРЭМ и будет зависеть от ряда факторов, таких как график узловых цен субъекта, запертая мощность энергорайона, возможности и риски регулирования нагрузки. При таком разделении, стоимость мощности может возрасти, что бы оплата услуг организациям, получающим денежные средства за мощность, осуществлялась эквивалентно существующим тарифам. Но определенного стимула для выравнивания суточного графика потребления энергосистемы при введении двух тарифной оплаты мощности достичь можно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Структура формирования цены на рынке электроэнергии. [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru/n/ SR_0V001426, свободный. – Загл. с экрана.
2. Сайт Балансирующего рынка [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://br.so-ups.ru/Public/MainPageData/BR/ IndicatorBR.aspx, свободный. – Загл. с экрана.
3. Приложение №2 и Приложение №3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Регламент внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.np-sr.ru/regulation/joining/reglaments/index.htm, свободный. – Загл. с экрана

Научный руководитель: П. В. Чусовитин, к.т.н., ассистент кафедры АЭС, УралЭнИн УрФУ.

О РАБОТЕ ОЭС СИБИРИ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОРЭМ

М.И. Блаженкова
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

В настоящее время в Российской Федерации действует оптовый рынок электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

На ОРЭМ товарами являются электроэнергия, мощность и системные услуги.

Оптовый рынок электроэнергии.

В роли продавцов и покупателей выступают генерирующие компании, операторы экспорта/импорта электроэнергии, сбытовые организации, сетевые компании (в части приобретения электроэнергии для покрытия потерь при передаче), крупные потребители.

Плата за электроэнергию является источником финансирования условно-переменных затрат генерирующих компаний (топливные затраты).

На оптовом рынке электроэнергии функционируют несколько секторов, различающихся условиями заключения сделок и сроками поставки: сектор регулируемых договоров, сектор свободных договоров, рынок на сутки вперед (далее – РСВ), балансирующий рынок.

Оптовый рынок мощности.

Продавцами на оптовом рынке мощности являются генерирующие компании, производящие мощность с целью последующей продажи на ОРЭМ. В роли покупателей выступают все потребители.

Плата за мощность является источником финансирования условно-постоянных затрат поставщиков по поддержанию генерирующего оборудования в работоспособном состоянии. Выручка от продажи мощности составляет в среднем 40-50% в объеме годовой выручки генерирующих компаний [1].

С 1 июня 2008 года торговля мощностью осуществляется на основе конкурентного отбора мощности (далее – КОМ), проводимого Системным оператором.Покупатели обязаны оплатить всю мощность, отобранную на КОМ в их ценовой зоне.

Рынок системных услуг.

Для компенсации затрат субъектам электроэнергетики на поддержание специфических свойств оборудования и обеспечения его готовности к работе особых режимах, были разработаны методы организации отбора таких субъектов электроэнергетики, оплаты и контроля исполнения системных услуг.

В ОЗ ОДУ Сибири оказывается только один вид системных услуг – регулирование реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций в режиме СК (с 2011 года данный вид услуг оказывает Красноярская ГЭС).

Целью данной работы является изучение некоторых особенностей работы ОЭС Сибири в условиях функционирования ОРЭМ.

В статье рассмотрен сектор оптового рынка электроэнергии, на котором продается наибольший объем электроэнергии – РСВ (около 80%).

Были поставлены следующие вопросы для рассмотрения в условиях ОЭС Сибири:

- процедура выбора состава включенного генерирующего оборудования (далее – ВСВГО);
- ценообразование на РСВ;
- влияние схемно-режимных условий на стоимость электроэнергии на РСВ;
- влияние межгосударственного перетока активной мощности по сечению Сибирь-Казахстан на стоимость электроэнергии на РСВ в ОЭС Сибири.

Процедура ВСВГО

С 31 мая 2014 года ВСВГО производится по новой технологии.

До 30 мая 2014 выбор списка генераторов, подлежащих пуску/останову, осуществлялся вручную сотрудниками Системного оператора. Изменение состава включенного генерирующего оборудования производилось не формализовано и результаты недельного расчета ВСВГО носили рекомендательный характер.

После 30 мая процедура ВСВГО осуществляется ежедневно на 3 дня вперед. У участника появился экономический инструмент влияния на состав оборудования. Процедура ВСВГО производится на специальном программно-аппаратном комплексе. Результат ВСВГО является обязательным для участников рынка.

Принцип ценообразования на РСВ

Цена электроэнергии на РСВ определяется с помощью маржинального принципа ценообразования.

За сутки до операционных (суток реальной поставки (покупки) электрической энергии) покупатели и поставщики оптового рынка подают ценовые заявки на каждый час суток в ОАО «АТС». В этих заявках покупатели (поставщики) указывают желаемые объемы покупки (поставки) электроэнергии и цену, которую готовы заплатить (получить) за эти объемы.

Ценовые заявки содержат до трех монотонно-возрастающих ступеней «цена-количество электроэнергии». Заявка может быть ценопринимающая – тем самым покупатель (поставщик) выражает готовность заплатить за (поставить) заявленный им объем по цене, сформировавшейся на рынке.

Эти заявки упорядочиваются для поставщиков – по возрастанию цены, а для покупателей – по убыванию цены. Таким образом, формируется «кривая предложения» и «кривая спроса».

На пересечении этих кривых определяется маржинальная цена, по которой все поставщики, подавшие ценовые заявки с указанием такой же или более низкой цены, а также все покупатели, подавшие заявку с указанием такой же или более высокой цены, продают и покупают электрическую энергию (рисунок 1).

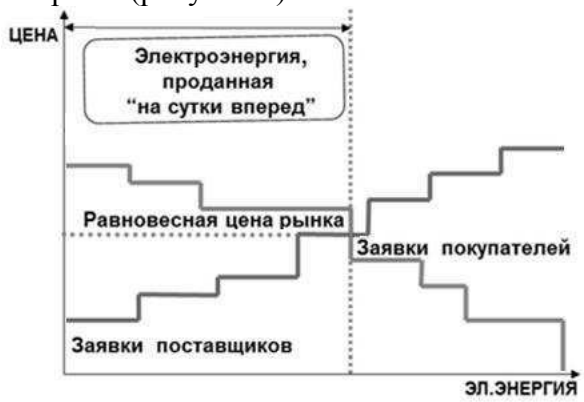


Рис. 1. Формирование равновесной цены

На рисунке 2 представлен фактический график ранжированных ценовых заявок поставщиков на 15 час 17.08.2014.

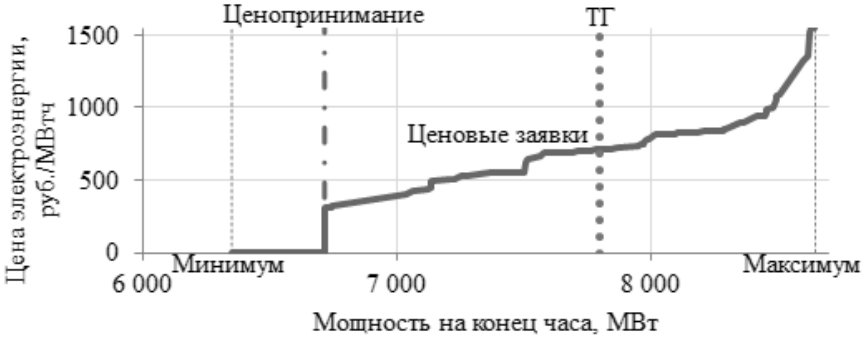


Рис. 2. Ценовые заявки поставщиков, ранжированные в порядке возрастания 15 час 17.08.2014

К основным факторам, оказывающим влияние на цену РСВ в ОЭС Сибири можно отнести:

- ценовые заявки участников;
- величина теплового минимума ТЭС;
- величина генерации ГЭС;
- схемно-режимные условия;
- величина и стоимость внешнего перетока.

Влияние схемно-режимных условий на цену РСВ

Под контролируемым сечением понимается сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором контролируются и/или регулируются диспетчером соответствующего диспетчерского центра и максимально допустимые перетоки в котором заданы соответствующим диспетчерским центром.

По данным связям существует вероятность достижения предельных величин перетоков, что приводит к невозможности доставить электроэнергию от дешевых поставщиков в места, где более дорогая генерация, в полном объеме (который уравновесил бы цены).

В связи с этим, в точках, между которыми существуют сетевые ограничения, цены диктуются разными потребителями и производителями электроэнергии.

Особенностью структуры выработки электроэнергии ОЭС Сибири является большая доля ГЭС, которая меняется в зависимости от изменения приточности, чередования маловодных и многоводных лет и других факторов. Наиболее крупные гидростанции находятся на реках Енисей и Ангара.

Рассмотрим 15 час 17.08.2014, на рисунке 4 представлена информация о распределении цен РСВ по территории ОЭС Сибири.

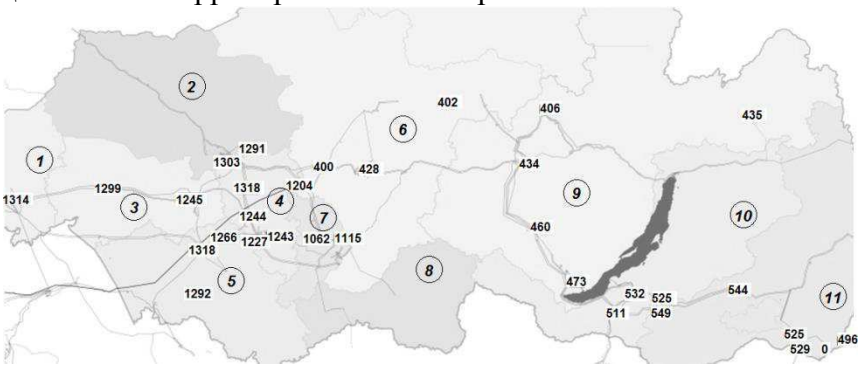


Рис. 4. Распределение цен РСВ по территории ОЭС Сибири на 15 час 17.08.2014.

1 – Омская энергосистема; 2 – Томская энергосистема;
3 – Новосибирская энергосистема; 4 – Кузбасская энергосистема;
5 – Алтайская энергосистема; 6 – Красноярская энергосистема;
7 – Хакасская энергосистема; 8 – Тывинская энергосистема;
9 – Иркутская энергосистема; 10 – Бурятская энергосистема;
11 – Забайкальская энергосистема.

В связи с проведением ремонтов МДП контролируемого сечения «Назаровская ГРЭС – Итатская, Ново-Анжерская» был снижен с величины 1700 МВт до 500 МВт, произошло запирание сечения. С западной стороны от сечения средняя цена на РСВ составляла около 1300 руб./МВтч. С восточной стороны от сечения сформировалась более низкая цена на РСВ – около 500 руб./МВтч в связи с большой величиной выработки ГЭС, работающих по ценопроникновению.

Влияние перетока активной мощности по сечен ию Сибирь – Казахстан на цену РСВ в ОЭС Сибири.

15 августа 2014 года вступили в силу изменения Регламента актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Изменения установили новый порядок определения Системным оператором ограничений на переток электроэнергии между ценовыми зонами оптового рынка.

До 15 августа 2014 года ограничения на допустимые перетоки Сибирь-Казахстан устанавливались исходя из расчетного значения, полученного на основании ряда данных. При этом задавалась величина отклонения от заданного значения перетока в большую/меньшую сторону.

В соответствии с указанными изменениями с 15 августа при актуализации расчетной модели данные об ограничениях на допустимые объемы перетока устанавливаются только исходя из пропускной способности электрической сети, влияющей на переток между ценовыми зонами. Данная процедура осуществляется на этапе ВСВГО.

На рисунках 5 и 6 приведены данные об изменении среднемесячной цены на РСВ в ОЭС Сибири к январю 2014 года и аналогичному периоду 2013 года.

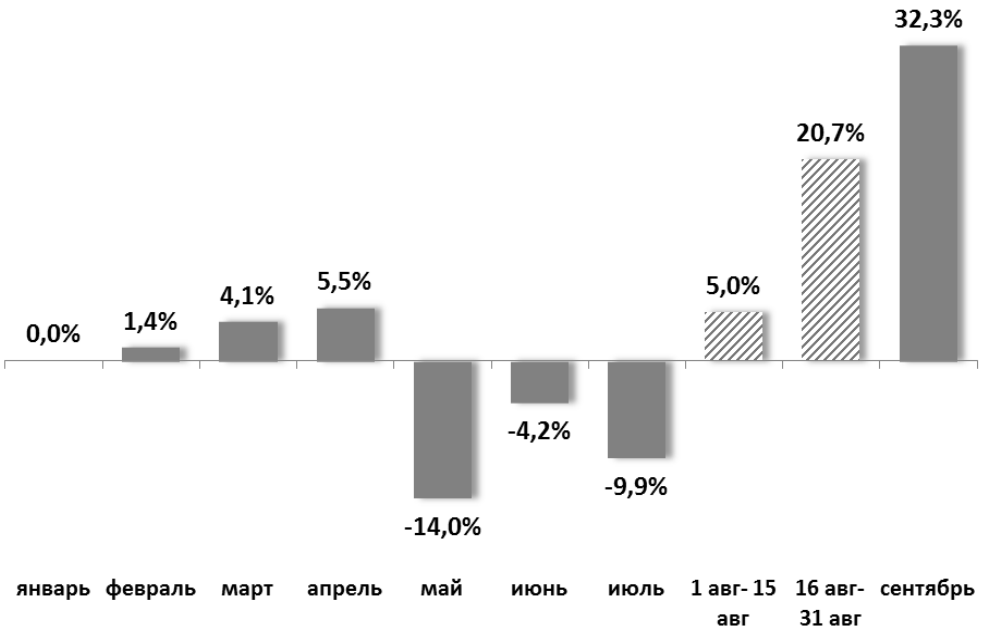


Рис.5. Прирост средней цены РСВ к январю 2014 года

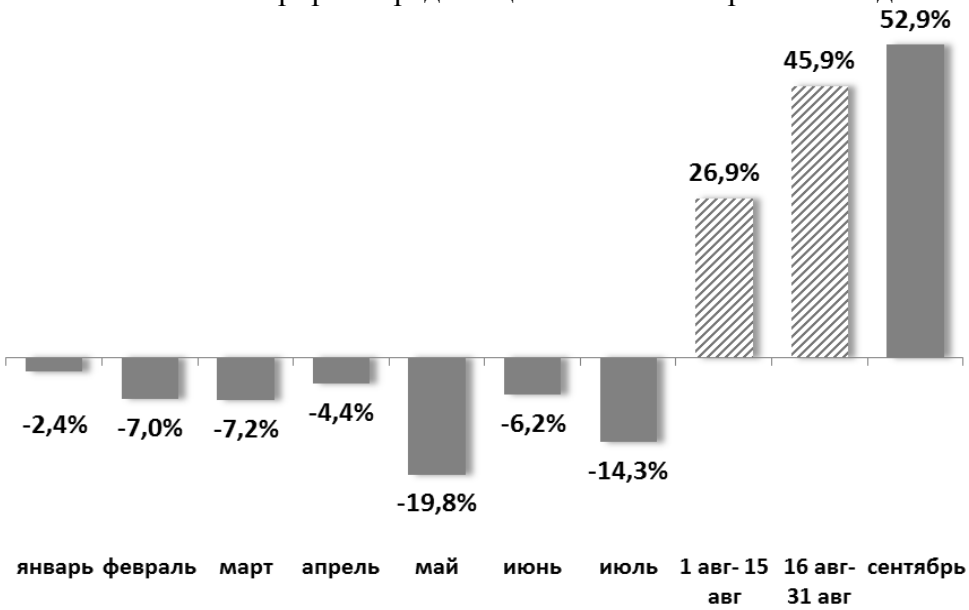


Рис.6. Прирост средней цены РСВ к 2013 году

Распределение цены по ГТП на 14.08.2014 и 25.08.2014 за аналогичные периоды изображено на рисунке 7. После 15 августа 2014 стоимость электроэнергии на РСВ в ОЭС Сибири приблизилась к цене на РСВ в ОЭС Урала.

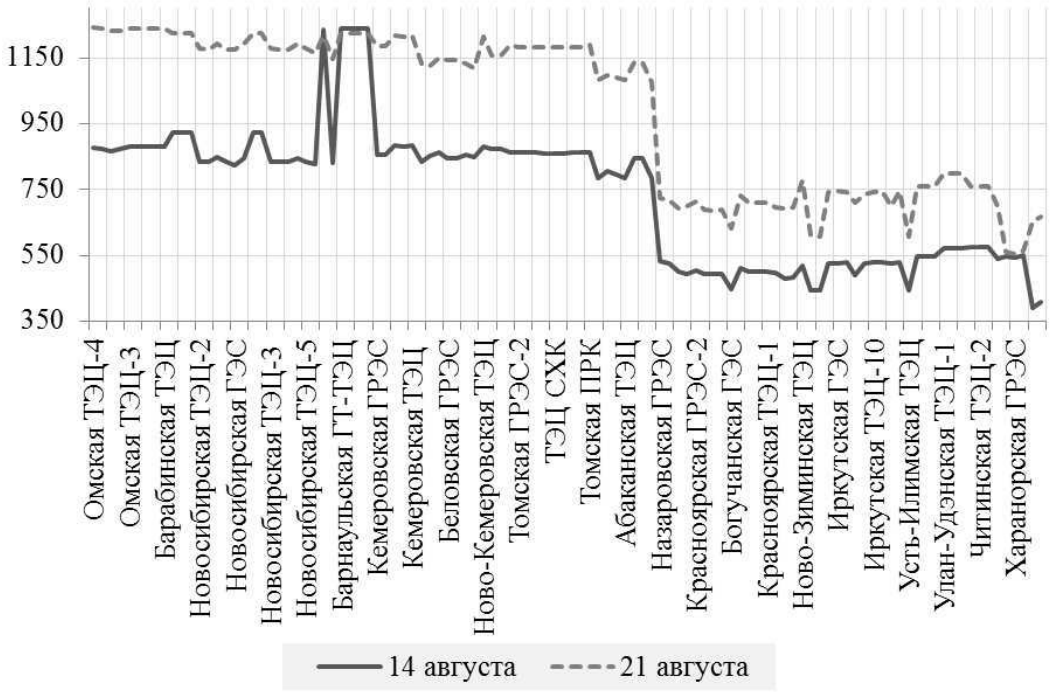


Рис.7. Рост цены РСВ в ОЭС Сибири после 16 августа

Изменения в принципах определения ограничений на допустимые объемы перетока Сибирь-Казахстан, по мнению автора, привели к повышению цены на РСВ в ОЭС Сибири. Выявление степени влияния данного фактора требует дополнительного исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены некоторые принципы работы ОЭС Сибири в условия функционирования ОРЭМ.

На оптовом рынке электроэнергии наибольший объем продается на РСВ с использованием маржинального принципа ценообразования. Представлены данные по изменению цены РСВ в ОЭС Сибири, связанные с схемно-режимными условиями и изменениями Регламента актуализации расчетной модели.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основные принципы организации долгосрочного рынка мощности и системы договоров о предоставлении мощности. Д.В. Пономарев. НП «Совет рынка». Москва [Электронный ресурс] // Сервис хранения презентаций в формате PowerPoint (ppt).URL: http://www.myshared.ru/slide/98764/ (дата обращения 25.09.2014)

Научный руководитель: И.В. Воронов, к.т.н., начальник службы сопровождения рынка Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ С УЧЕТОМ МЕТЕОФАКТОРОВ

А. А. Бородин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
кафедра «Электрические сети и электротехника»

Одним из основных принципов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии. Расчеты ожидаемых балансов основаны на результатах прогноза потребления на различные периоды времени. Долгосрочные и среднесрочные прогнозы объемов потребления электрической энергии используются для формирования ежегодных сводных балансов производства и потребления электрической энергии. Краткосрочные прогнозы потребления являются основой для формирования диспетчерских графиков. Одновременно определяются необходимые объемы и размещение резервов мощности в Единой энергосистеме (ЕЭС) России. Оперативно-диспетчерское управление режимами ЕЭС России осуществляет ОАО «СО ЕЭС». [1]

Оперативные прогнозы потребления электроэнергии служат необходимым звеном функционирования балансирующего рынка, который начал работать в России в 2005 г. Необходимость в высокой точности прогнозирования обусловлена как технологическими, так и экономическими причинами. С технологической точки зрения точные прогнозы обеспечивают возможность оперативно-диспетчерскому персоналу оптимально распределить нагрузки между станциями, поставщикам электрической энергии обеспечить необходимый резерв мощности на станциях. Все это ведет к повышению надежности и качества работы электроэнергетической системы (ЭЭС). С экономической точки зрения точные прогнозы позволяют участникам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) продавать и покупать электроэнергию по наиболее выгодным для них ценам, оптимизируя работу оборудования путем корректировки графиков работы оборудования. Это связано с тем, что к участникам ОРЭМ предъявляются жесткие требования по соблюдению планового (заявленного) потребления/производства электроэнергии, а его несоблюдение предусматривает наложение штрафов. Все это позволяет говорить о том, что точность прогнозирования существенно влияет на итоговые технологические и экономические показатели ЭЭС, приобретает качественно новое значение в условиях функционирования ОРЭМ и является весьма актуальной темой.

Задача прогнозирования электропотребления заключается, главным образом, в анализе объективных факторов, влияющих на изменение нагрузки, и расчете ожидаемых графиков нагрузки электропотребления. В зависимости от числа учитываемых при моделировании нагрузки факторов различают одно- и многофакторные методы. Первые при построении моделей учитывают только значения нагрузки за исследуемый интервал и временной фактор, вторые учитывают также влияние внешних факторов, в основном, метеорологических. На сегодняшний день существует множество методов прогнозирования нагрузки, большинство из них однофакторные. Однако опыт проведения прогнозных расчетов указывает, что учет метеофакторов способствует повышению точности и достоверности прогнозирования ожидаемых режимов потребления.

Метеорологические факторы: температура наружного воздуха, освещенность, влажность, скорость ветра - оказывают существенное влияние на потребление электроэнергии . Они во многом определяют сезонные колебания и суточную неравномерность, а также нерегулярные колебания графиков потребления. Наиболее существенное влияние на потребление оказывают температура и освещенность. Влияние температуры определяется расходом электроэнергии на определенные производственные процессы, отопление зданий, вентиляцию, охлаждение в холодильниках, кондиционерах.

Наиболее чувствителен к температуре расход энергии в зимний сезон, а также примыкающие к нему периоды. Для ЭЭС, где осветительная нагрузка составляет значительную часть, в связи с тенденцией увеличения бытовой нагрузки, уровень естественной освещенности оказывает влияние на потребление, особенно на формирование утреннего и вечернего максимумов. Для моделирования колебаний температуры и освещенности используется метод сезонных кривых. Почасовые значения температуры T(n) и освещенности Q(n) представляются в виде суммы двух компонент [2, 3]:

$$T(n) = T_{\text{сез}}(n) + \delta T(n); \qquad (1)$$

$$Q(n) = Q_{\text{сез}}(n) + \delta Q(n); \qquad (2)$$

где $T_{\text{сез}}(n)$ и $Q_{\text{сез}}(n)$ –сезонные составляющие (сезонные кривые) метеофакторов, определяемые регулярными сезонными колебаниями в разрезе года; $\delta T(n)$ и $\delta Q(n)$ – нерегулярные отклонения метеофакторов от сезонной составляющей вследствие изменений метеорологической обстановки; n – номер дня в году (1-365).

Сезонные кривые метеофакторов моделируются с помощью полиномов Фурье:

$$T_{\text{сез}}(n) = \frac{B_0}{2} \sum_{k=1}^{N} (B_k cos k\omega n + B'_k sin k\omega n); \qquad (3)$$

$$Q_{\text{сез}}(n) = \frac{C_0}{2} \sum_{k=1}^{N} (C_k cos k\omega n + C'_k sin k\omega n), \qquad (4)$$

где B_0, B_k, B'_k, C_0, C_k, C'_k-коэффициенты разложения Фурье; $\omega = 2\pi/T$; $T = 365$; $N = 4 \div 8$.

На рис. 1 приведены фактическое потребление и температура Кузбассэнерго, а также их моделированные сезонные кривые $P_{\text{сез}}$ и $T_{\text{сез}}$.

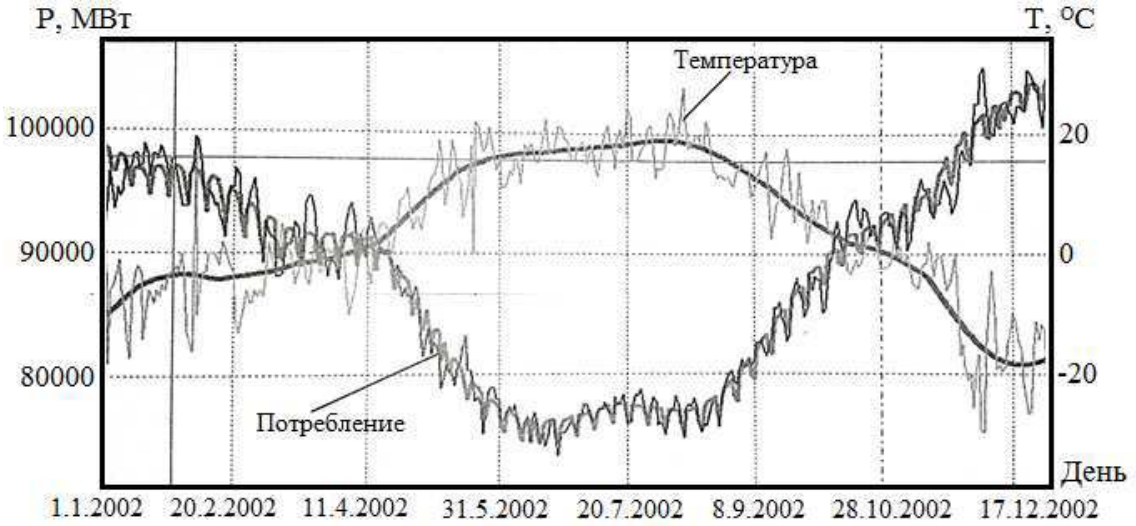


Рис. 1. Фактическое потребление, температура и сезонные кривые этих параметров для Кузбассэнерго (2002 г.)

На рис. 1 можно заметить, что сезонные кривые достаточно точно отражают устойчивые сезонные циклы. Также можно проследить зависимость электропотребления от температуры. Зависимость потребления от метеофакторов в целом не линейна. Для упрощенной оценки их влияния применяются так называемые коэффициенты влияния. Они отражают линейную взаимосвязь отклонений нагрузки от регулярной составляющей $P_{\text{сез}}(n)$ (сезонной кривой) и отклонений температуры (освещенности) от сезонной кривой $T_{\text{сез}}(n)$ ($Q_{\text{сез}}(n)$) на 1 °C (на одну единицу облачности).

Коэффициенты влияния температуры определяются следующим образом:

$$K_{TR} = R_{TR} \frac{\sigma_P}{\sigma_T}; \qquad (5)$$

$$K_{TR}(\%) = \frac{K_{TR}}{P_{cp}} 100; \qquad (6)$$

где R_{TR} – коэффициент парной корреляции отклонений температуры и потребления; σP и σT – среднеквадратические отклонения потребления и температуры от сезонных кривых; $P_{ср}$ – среднее потребление за период.

Коэффициент корреляции R_{TP}, характеризующий степень линейной связи между двумя величинами, вычисляется по формуле [4]:

$$R_{xy} = \frac{K_{xy}}{\sigma_x \sigma_y}; \qquad (7)$$

$$K_{xy} = M\{[x(t) - M(x)][y(t) - M(y)]\}, \qquad (8)$$

где K – ковариационный момент; x(t), y(t) – фактические значения; M, M(x), M(y) – математические ожидания. Аналогичным образом определяются коэффициенты влияния облачности на потребление R_{QP}.

Для боле точного учета температуры применяется более сложная зависимость коэффициента влияния температуры с учетом режима работы отопительной системы.

Исследуя динамику зависимости нагрузки от метеофакторов, следует отметить некоторое запаздывание, связанное с инерционностью влияния температуры. Для качественной оценки этого явления можно использовать корреляционную функцию. Расчет взаимной корреляционной функции показывает наличие явно выраженного запаздывания изменений электропотребления по отношению к изменениям температуры. Для более точного учета температуры может использоваться эффективная температура, дающая возможность учесть запаздывание влияния температуры. Зависимость нагрузки от температуры рассчитывается с учетом эквивалентной переменной $\delta T_{экв}(n)$:

$$\delta \text{Тэкв}(\text{n}) = \alpha_1 \delta \text{T}(n) + \alpha_2 \delta \text{T}(n-1) + \alpha_3 \delta \text{T}(n-2), \qquad (9)$$

где α_1, α_2, α_3 – весовые коэффициенты; δT(n), δT(n-1), δT(n-2) – соответствующие отклонения температуры в текущий, вчерашний и позавчерашний дни. При разработке многофакторных моделей прогноза необходимо учитывать проблемы мультиколлинеарности [5]. Под мультиколлинеарностью понимают наличие значимой корреляции между самими влияющими факторами (аргументами). Её наличие существенно усложняет проведение анализа. Для определения связи между влияющими факторами рассмотрим матрицу коэффициентов парной корреляции потребления (параметр P) – облачность (параметр Q) – температура (параметр T). Коэффициенты парной корреляции обозначаются, соответственно, R_{QP}, R_{TP}, R_{QT} и т. д.:

$$\begin{pmatrix} 1 & R_{QP} & R_{TP} \\ R_{PQ} & 1 & R_{QT} \\ R_{PT} & R_{TQ} & 1 \end{pmatrix}, \qquad (10)$$

Для подобной оценки была проведена серия вычислений для матрицы коэффициентов корреляции (10). Из анализа рассчитанных коэффициентов следует, что в зимний период R_{QT}значительно больше, чем R_{QP}в течение всех суток, что подтверждает гипотезу о мультиколлинеарности. Для облачности очевидна невысокая, но устойчивая связь с температурой. Из наличия мультиколлинеарности метеофакторов следует важный вывод, что раздельный учет метеофакторов с использованием простых линейных моделей и коэффициентов влияния может не обеспечить достаточной точности расчетов. Для более точного учета метеофакторов необходимо применение множественных регрессий с одновременным расчетом параметров уравнений регрессий.

Еще одним немаловажным фактором, влияющим на уровень потребления электроэнергии, является продолжительность светового дня. Именно этим обусловлена необходимость перехода на летнее и зимнее время. Анализ влияния этого процесса на уровень потребления показал, что переход на летнее время существенно влияет на формирование вечернего максимума – он наступает на час позже и уменьшается (по ЕЭС – около 2%), при этом суммарное потребление также уменьшается (по ЕЭС – около 0,5%). Улучшается форма графиков потребления – снижается их неравномерность. Однако переход на зимнее время дает обратный эффект. Конечно, в силу большой географической

протяженности нашей страны в каждом регионе данная процедура оказывает различный эффект, но в целом картина схожая. Вместе с тем переход на летнее и зимнее время для большинства регионов и ЕЭС Росси в целом в существующие сроки не является оптимальным с точки зрения экономии электроэнергии. Для более рационального использования светового дня следует рассмотреть расширение границ летнего времени или действие летнего времени в течение года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На уровень электропотребления и точность его прогнозирования влияют множество факторов, особенно метеорологические. Современные требования практики к точности прогнозных расчетов приводят к тому, что ранее разработанные методы не всегда обеспечивают требуемую точность результатов. Поэтому необходимы новые подходы, методы прогнозирования, которые могли бы учитывать данные различного рода, умели работать с неточными, неполными входными данными. Одним из таких новых, развивающихся подходов является метод, основанный на нечеткой логике и нейронных сетях, получивший название нечеткие нейронные сети. Искусственные нейронные сети – это устройства, основанные на параллельной обработке информации всеми звеньями. Они обладают способностью к обучению и обобщению накопленных знаний. Нейронным сетям присущи черты искусственного интеллекта. Однако и они обладают недостатками – процесс их обучения происходит достаточно медленно, а последующий анализ уже обученной нейронной сети является сложным. Многие из этих недостатков могут быть разрешены с помощью систем с нечеткой логикой [6].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. – М.:Энергоатомиздат, 2008.-296с.
2. Макоклюев Б.И., Костиков В.Н. Моделирование электрических нагрузок электроэнергетических систем//Электричество. 1994. №10
3. Макоклюев Б.И., Моделирование нагрузки энергосистемы с учетом метеофакторов:Деп. в Информэнерго.1982. №1183 ЭН-Д-82
4. Пустыльник Н.И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. М.: Наука, 1968.
5. Кильдишев Г.С., Френкель А.А. Анализ временных рядов и прогнозирование. М.: Статистика, 1979.
6. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации.-М.: Финансы и статистика, 2002.-344с.

Научный руководитель: В. И. Готман, к.т.н., доцент кафедры ЭСиЭ, ТПУ.

ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ (ГИБКОЙ) СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА В ДАГЕСТАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Р.Д. Заманов

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ, г.Махачкала.

Развитие электроэнергетических сетей неизбежно оборачивается двумя проблемами. Во-первых, получившаяся многоуровневая система не может функционировать без жестких механизмов управления (автоуправления). Во-вторых, дальнейшее развитие системы требует вовлечения новых земель, что в условиях введения частной собственности на землю, оказывается весьма дорогим удовольствием. В сложившихся условиях весьма

многообещающе выглядит идеология интеллектуальных сетей (SmartGrid), которая позволяет обеспечить управляемость и повысить передающую способность сетей.

Чаще всего SmartGrid разделяют на следующие направления:

1) Экономически эффективные технологии малой и средней генерации, включая альтернативные источники.

2) Новое поколение устройств автоматизации (АСУ ТП, РЗА и пр.).

3) Информационно-технологические системы для центров управления энергосистем.

4) Активное электротехническое сетевое оборудование (FACTS), способное гибко менять характеристики передачи или преобразования электрической энергии с целью оптимизации режимов сети сразу по нескольким критериям: пропускная способность, уровень технологических потерь, устойчивость, перераспределение потоков мощности, качество электрической энергии и пр.

Актуальными проблемами транспорта электроэнергии в Дагестанской энергосистеме являются:

● Недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих линий электропередачи, ограничивающих возможности удовлетворения требований рынка. Вследствие износа сетей и оборудования проводятся много ремонтных работ, в ходе которых имеются ограничения по выдаче мощности.

● Слабая управляемость электрических сетей и недостаточный объем устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, как следствие этого повышенные до опасных значений уровни напряжения в сетях в периоды суточного и сезонного снижения нагрузки.

● Недостаточная степень устойчивости при различных возмущениях.

Гидроэлектростанции Дагестанской энергетической системы используются как пиковые для утренних и вечерних максимумов, а также для ликвидации внезапного возникновения аварийного небаланса мощности.

Пропускная способность линий 330 кВ ограничивается как нагревом, так и устойчивостью. Высокий уровень реактивной мощности в сети может привести к снижению уровня электромагнитной совместимости технических средств. Например, наличие «сложных» потребителей, таких как тяговые подстанции железных дорог, производственные предприятия, не разветвленность и сложнозамкнутость сети, отсутствие множественных дублирующих связей и так далее. Подобные потребители являются источниками высших гармонических составляющих, увеличивающих вероятность возникновения несимметричных режимов. Для повышения надежности энергосистемы необходима динамическая поддержка сети (в случае снижения напряжения, в случае КЗ и т.п.) [1].

Комплексное и оптимальное решение этих проблем осуществимо при применении технологии управляемых систем передачи переменного тока (FACTS). FACTS – это системы электропередачи переменного тока, оснащенные устройствами современной силовой электроники. FACTS преобразует функцию электрической сети из существующей «пассивной» в «активную» [2]. По некоторым оценкам специалистов производивших исследование и разработку эффективных методов и средств управления режимами ЭЭС на основе применения гибких электропередач переменного тока (FACTS) выявлено, что применение данных технологий позволяет повысить пропускную способность линий до 20 %. А также обеспечить устойчивую работу энергетических систем и заданные диспетчером параметры сети, что предотвращает потери электрической энергии до 40 %.

Анализ существующих систем управления показал их несоответствие к выше перечисленным требованиям транспорта электрической энергии из-за отсутствия единого решения, сочетающего высокое быстродействие в динамике с хорошими показателями качества в установившихся режимах. Основные ограничения (недостатки) существующих способов и устройств: ограниченная возможность управления потоками мощности и повышения пропускной способности линий электропередач, невозможность быстрого изменения мощности в линиях при различных аварийных режимах, перераспределение

потоков мощности по параллельным линиям электропередачи возможно в ограниченных пределах и только в стационарном режиме. Причина заключается в том, что регулируется только величина напряжения в электрических сетях (скалярное управление).

Векторное регулирование — новое качество управления режимами работы энергосистем. При векторном регулировании в энергосистемах происходит регулирование не только напряжения, но и фазового угла напряжения в заданном узле энергосистемы. Векторное регулированиепозволяет комплексно и наиболее оптимально решать проблемы повышения пределов передаваемой по линиям электропередачи мощности вплоть до предела по нагреву проводов, принудительно распределять мощности в сложной неоднородной электрической сети в соответствии с требованиями диспетчера, регулировать напряжения в широких пределах.

Основными устройствами, реализующими технологию FACTS, являются следующие технические средства:

- Синхронный компенсатор СТАТКОМ.
- Тиристорно-управляемое устройство продольной компенсации (УПК).
- Объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ).
- Фазоповоротное устройство (ФПУ) и т.п.

Основой устройства FACTS (Рис. 1) является статический источник (генератор и/или потребитель) реактивной мощности (ИРМ).

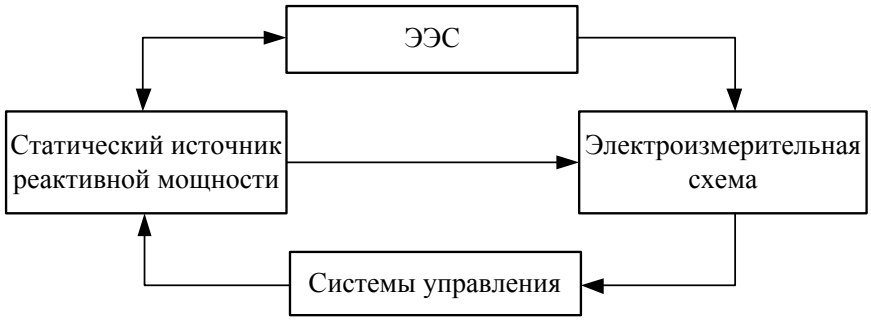


Рис. 1. Общая структура устройства FACTS

Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ), как и большинство устройств FACTS является тиристорно управляемым ИРМ, обеспечивающим поддержание заданного значения напряжения посредством потребления или генерации реактивной мощности в точке подключения без использования дополнительных внешних реакторов или КБ большой мощности. Он может использоваться в качестве базового блока при создании целого ряда современных многофункциональных устройств FACTS.

Для поддержание баланса реактивной мощности и напряжения на шинах удалённых подстанций Дагестанской энергосистемы, динамической поддержки «слабой сети» в переходных режимах, при снижении и провале напряжений, приводящие к несимметричным режимам, требуются – устройства, обладающие высоким быстродействием (1,0 – 1,5 периода промышленной частоты), устройства оснащённые автоматическими регуляторами, способными работать в разных режимах (режим поддержания напряжения, режим поддержания баланса реактивной мощности и т.п.) и устройства, способные работать в сети с высоким уровнем возмущений (например, высших гармоник). При установке данных устройств на межсистемных линиях ВЛ 330кВ Моздок – Артем, ВЛ 330кВ Грозный – Чирюрт, ВЛ 330кВ Буденновск - Чирюрт Дагестанской энергосистемы, находящихся в сечении Дагестан – ОЭС, мы решаем не только ряд выше перечисленных проблем, но и снимаем значительную нагрузку с Чиркейской ГЭС, Ирганайской ГЭС и Миатлинской ГЭС, тем самым увеличивая срок эксплуатации оборудования, расположенного на данных станциях.

На всех линиях и подстанциях, находящихся в перспективе постройки, целесообразно использовать новые технологии для обеспечения, в первую очередь, устойчивости Дагестанской энергосистемы. Для постройки новых подстанций в горных районах преимущественно использовать устройства интеллектуальных сетей. Данные сети обладают рядом достоинств:

- Дизайн системы – модули, пакетированные в контейнеры;
- Устройства полной заводской готовности, система проходит полный цикл испытаний на заводе и поставляется заказчику полностью собранной и готовой к эксплуатации;
- Эксплуатация установки максимально упрощена, ремонт сводится к замене унифицированных узлов;
- Простота проектирования и монтажа – модули стандарт-ного размера в контейнере, система легко расширяется (несколько модулей могут быть объединены в единую систему);
- Простота перемещения – система мобильна, модули могут быть легко перевезены и установлены на новом месте, тем самым снимается вопрос о сложности установки и обслуживания в горных районах.

Выводы.

Концепция применения FACTS в энергосистемах России наиболее оптимальна, когда технологии FACTS способствуют одновременному решению нескольких проблем (пропускная способность, устойчивость, перераспределение потоков мощности и др.). Технология FACTS обеспечивает новый более совершенный уровень функционирования электроэнергетических систем. Данная технология основана на использовании достижений современной силовой электроники и электромашинно-вентильных комплексов. Эти технологии могут изменить характер деловых операций на энергорынке из-за появления возможности высокоскоростного управления потоками электроэнергии. Но максимальная эффективность может быть достигнута только путем их комплексного использования.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1. Ozornin S.O. Системы и решения FACTS для МРСК // Energy sector / Saint-Petersburg / Power transmission department // С.2-4
2. Шакарян Ю.Г. Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока. ОАО ВНИИЭ, 2003. 41 с.

ПРОБЛЕМЫ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАСЧЕТА ВСВГО

О.В. Хомутова
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ

Выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве (ВСВГО) – это механизм определения планового перечня включаемых в работу объектов генерации и объектов генерации, находящихся в резерве.

В процессе выбора состава включенного генерирующего оборудования генерирующие компании — участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в ежедневном режиме подают Системному оператору информацию о технических параметрах генерирующего оборудования, а также ценовые заявки, которые в дальнейшем учитываются при расчете цен на рынке на сутки вперед (РСВ). Действовавшая до

настоящего времени технология предполагала расчет ВСВГО один раз на неделю вперед с последующей однократной корректировкой в течение недели. Основой для расчета являются предоставляемые генерирующими компаниями – участниками ОРЭМ данные о технических параметрах генерирующего оборудования, а также ценовые заявки, которые в дальнейшем учитываются при расчете цен на рынке на сутки вперед (РСВ). Длительный (семидневный) период планирования не позволял обеспечить исполнимость результатов ВСВГО в полном объеме из-за невозможности корректно учесть при расчете неплановые и аварийные ремонты генерирующего и сетевого оборудования, неизбежно возникающие в течение недели.

«Системный оператор Единой энергетической системы» приступил к расчету выбора состава включенного генерирующего оборудования по новой технологии, предполагающей планирование состава оборудования электрических станций на три предстоящих дня с ежедневной актуализацией.

В рамках перехода на новую технологию ВСВГО генерирующие компании – участники ОРЭМ с 27 мая начали подавать заявки по новой форме с периодом планирования три дня. Включение отобранного в рамках новой технологии ВСВГО оборудования электрических станций обеспеченно с 31 мая 2014 года.

Ценообразование на рынке на сутки вперед начинается с процесса выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) направленного на отбор оптимального количества генерирующего оборудования для удовлетворения спроса. Для принятия участия в процедуре ВСВГО поставщики оптового рынка подают заявки коммерческому оператору (ОАО "АТС") содержащие сведения об объемах и цене производства электроэнергии для каждой единицы генерирующего оборудования и стоимости пуска одного МВт установленной мощности этого оборудования. ОАО "АТС" передает эти заявки системному оператору.

На основе индикативных ценовых заявок (на пуски и производство электроэнергии) поставщиков в отношение всех блоков и режимных генерирующих единиц проводит процедуру выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) по критерию минимизации стоимости производства электроэнергии.

Исходными данными для решения оптимизационной задачи ВСВГО являются в том числе:

- информация, содержащаяся в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования (документ, подаваемый Участником оптового рынка и содержащий данные о состоянии и актуальных технических параметрах генерирующего оборудования, необходимые Системному оператору для актуализации расчетной модели в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели, в т.ч. определения минимальных и максимальных допустимых значений активной мощности включенного оборудования в группе точек поставки генерации, зарегистрированных в отношении него в Реестре субъектов ОРЭ, в отношении каждого часа каждых операционных суток периода, на который осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования).;

- ценовые параметры ценовых заявок ВСВГО (оформленный в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка документ, отражающий намерение Участника оптового рынка купить или продать в определенной группе точек поставки электрическую энергию и устанавливающий планируемые Участником к покупке (продаже) объемы электрической энергии на каждый час суток, с указанием предлагаемых цен покупки (продажи) для каждого из планируемых объемов электрической энергии.).

- прогнозируемые СО величины потребления электроэнергии по территориям субъектов Российской Федерации;

- прогнозируемые СО объемы сальдо перетоков по сечениям экспорта-импорта на период ВСВГО;

- информация об эксплуатационном состоянии и параметрах оборудования электростанций, объектов электросетевого хозяйства и предназначенных для обеспечения их функционирования оборудования и устройств (ЛЭП и устройств РЗА) (далее – электросетевое оборудование), в том числе утвержденные СО графики ремонтов;

- данные о действующих в период ВСВГО системных ограничениях, в том числе с учетом информации о назначении СО режимных генераторов, информации о вынужденных состояниях оборудования электростанций;

- необходимые объемы резервов активной мощности на разгрузку и загрузку;

- максимально допустимые перетоки по контролируемым сечениям;

- информация о перечне генерирующего оборудования АЭС и ГЭС, состояние которых считается включенным до проведения оптимизационного расчета ВСВГО;

- графики нагрузки ГЭС и интегральные ограничения выработки ГЭС;

- минимально допустимое количество часов, в течение которых каждая единица генерирующего оборудования должна находиться во включенном состоянии после включения и выхода на диапазон регулирования;

- минимально допустимое количество часов, в течение которых каждая единица генерирующего оборудования должна находиться в отключенном состоянии после отключения;

- максимально допустимое количество изменений состояния (включений и отключений) каждой единицы генерирующего оборудования за семидневный период;
информация о возможных ограничениях по топливоиспользованию.

Исходные данные для целей расчета ВСВГО со стороны генерирующих компаний – это предоставление уведомлений о составе и параметрах оборудования и ценовые заявки. Очевидна проблема в непонимании правил подачи уведомлений о составе и параметрах оборудования для целей расчета ВСВГО. В сложившейся ситуации становятся обычными диалоги: «Да мы подадим что угодно, всё равно мы все теперь зависим от «чёрного ящика». Некорректное проставление признака «Вынужденное состояние» в уведомлении о составе и параметрах, тем самым «зажатие» машины для расчета ВСВГО. Проставленный не по правилам данный признак снимается на уровне ОДУ, что может привести к отключению машины в холодный резерв по результату расчета – не то, что ожидал участник. Игнорирование правил подачи уведомлений - а мы всё равно поставим. В связи с этим некорректные макеты от участников, что ведет к некорректным исходным данным для расчета ВСВГО. Ошибки при подаче заявок или параметров оборудования стали реальным инструментом получения неоптимального состава или неадекватного режима включения/отключения оборудования. Что ведет к пускам на одни сутки, перепускам, постоянному размену машин – перерасход природных ресурсов.

С изменением технологии ВСВГО у участника появился экономический инструмент влияния на состав оборудования. Инструмент - ценовые заявки. Возможность и обязательность физической реализации результатов формализованного расчета ВСВГО принципиально изменила отношение к процедурам подачи технических параметров и ценовых заявок ВСВГО: ценовая заявка ВСВГО стала реальным инструментом получения желаемого – оптимального для участника состава оборудования. Но это инструмент, которым не умеют пользоваться.

Отсутствие координации внутри ряда генерирующих компаний между технологическими подразделениями и подразделениями, отвечающими за подачу ценовых заявок и параметров ВСВГО. На электростанциях зачастую не знали о предусмотренных регламентами ВСВГО ограничениях, учитываемых в отношении их оборудования, и ценовых стратегиях собственных генерирующих компаний в части подачи заявок ВСВГО.

ВЫВОДЫ

Для получения действительно оптимального состава включенного генерирующего оборудования в результате расчета ВСВГО необходимо задание адекватных исходных данных, для чего в свою очередь, необходимо, чтобы все участники процесса сознательно участвовали в расчете, видели свои возможности и понимали, как управлять рычагами воздействия.

Необходимы разъяснения по процессу расчета для генерирующих компаний, включающие только исходные данные, которые подают участники и на которые,

соответственно, могут влиять. Показывающие, какие варианты и решения к каким результатам приводят, как используя уведомление и ценовую заявку получить примерно ожидаемый результат, в каких случаях, при каких ошибках результат будет другим, как грамотно задать ограничения мощности, чтобы в расчет попадала реальная величина. Показывающие необходимость координации между технологическими подразделениями и подразделениями, отвечающими за подачу ценовых заявок. Раскрывающие типичные ошибки при подаче уведомлений и способы добиться желаемого – оптимального состава. Чтобы расчет ВСВГО был не «черным ящиком», а осознанным процессом, который действительно приводит к минимизации стоимости производства энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:
1. Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).
2. Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системеоптового рынка).

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ В ПЕРЕДАЮЩЕЙ СЕТИ ЕЭС РОССИИ

С.А. Утц
ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Работа энергосистемы определяется сложной совокупностью генерирующих и электросетевых объектов, а также электроустановок потребителей, устройств режимной и противоаварийной автоматики и др., работающих в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления электрической энергии и мощности. Основными критериями работы энергосистемы являются надежность и экономичность, а также качество электрической энергии.

На данном этапе эволюции и развития энергосистем мировой электроэнергетической общественностью пристальное внимание уделяется особенно экономическому и экологическому аспекту работы энергосистемы. Таким образом, существует необходимость использования установленного генерирующего и электросетевого оборудования максимально эффективно. Для реализации этого применяются новейшие средства регулирования (управления) и мониторинга параметров работы энергосистемы. Данная концепция получила общемировое название SmartGrid.

Термин SmartGrid покрывает множество технологий от автоматизации учёта электрической энергии в домах и заканчивая системой мониторинга переходных процессов (СМПР). Отличительной особенностью применения данной концепции является объединение инноваций в силовой части электроэнергетической системы и информационно-коммуникационных технологий. В настоящее время сформировалось чёткое понимание составляющих концепции SmartGrid, направленных на мониторинг, анализ, управление режимом работы энергосистемы в едином информационном пространстве передачи данных. Рассматривая передающую сеть, к составляющим SmartGrid можно отнестиследующее:

- организация мониторинга и управления режимом на основе СМПР и системы оценки динамической устойчивости энергосистемы;
- мониторинг состояния оборудования в реальном времени;
- внедрение интеллектуальных систем управление спросом (DSM);
- ограничение влияния аварий в распределительных сетях на передающие сети;

- внедрение технологий цифровых подстанций и реконфигурации электрической сети;
- интеграция в энергосистему нарастающих объёмов генерации, в т.ч. на основе возобновляемых источников энергии;
- использование технологий постоянного тока;
- автоматизация подключения компенсирующих устройств реактивной мощности и стабилизации напряжения. [1,2,3]

Несмотря на развитие технологий SmartGrid, применение данной концепции является индивидуальным для каждой энергосистемы и не может быть применено шаблонно. Для ЕЭС России необходимо учитывать такие аспекты работы, как доминирующая доля ТЭС и АЭС со значительной концентрацией мощности на электростанциях в структуре производства электрической энергии и мощности, большая протяженность ЛЭП, малый потенциал внедрения ВИЭ, но большой потенциал развития распределенной генерации, погодный фактор, существование удаленных территорий без централизованного электро- и теплоснабжения, уникальная структура рынка электрической энергии и мощности, а также наличие ценовых и неценовых зон. Таким образом, для ЕЭС России применим не весь зарубежный опыт и на уровне передающей сети целесообразно развитие следующих составляющих концепции SmartGrid, объединенных в единый технологический процесс (Рис.1):

- повышение мониторинга работы энергосистемы;
- внедрение интеллектуальной системы управления спросом (DSM);
- учёт в технологических процессах устройств FACTS;
- использование верифицированных моделей, позволяющих проводить расчёты в реальном времени.

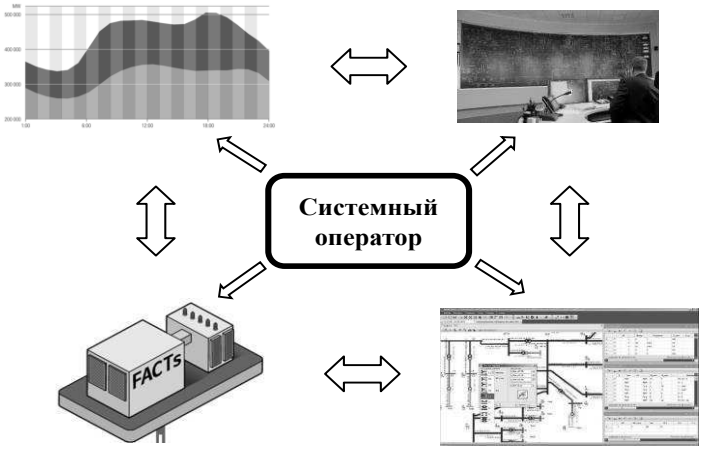


Рис. 1. Составляющие концепции SmartGrid для применения в ЕЭС России.

Повышение мониторинга работы энергосистемы.

Повышение автоматизация работы энергосистемы модернизирует роль диспетчерского персонала. При наличии цифровых подстанций коммутация различных устройств на подстанции, а также устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения может выполняться автоматически в зависимости от состояния энергосистемы и заранее заложенных алгоритмов работы. Кроме этого, автоматизация работы энергосистемы создаёт предпосылки для формирования самовосстанавливающихся электрических сетей с возможностью её реконфигурации. Данная концепция активно внедряется в мире, однако последствия влияния самовосстановления и реконфигурации на общий режим работы энергосистемы трудно прогнозируем, что создаёт дополнительные сложности в ведении режима работы энергосистемы диспетчерским персоналом, роль которого в данном случае ограничивается слежением за процессом и осуществлением

большого объёма аналитической работы. Это требует большей информированности о текущих процессах на конкретных объектах и в энергосистеме в целом.

Ещё одним фактором, влияющим на необходимость повышения информированности диспетчерского персонала, является внедрение генерации на основе ВИЭ, для которых существует неопределенность прогнозирования режима выдачи мощности, т.к. велика зависимость от погодных условий. Для учёта неопределенности генерации ВИЭ необходимо осуществление планирования графика выдачи мощности с почасовой корректировкой с учётом мониторинга и прогнозирования погодных условий в реальном времени. Данная информация также должна быть доступна диспетчерскому персоналу для организации эффективной работы генерирующего оборудования, а также возможного управления перетоком мощности для снижения загрузки электросетевого оборудования.

Для анализа динамической устойчивости энергосистемы на основе данных о протекании переходных режимов существуют СМПР. Внедрение данных систем позволяет верифицировать модель ЕЭС России и её отдельных элементов, осуществлять мониторинг напряжений в узлах сети, выявлять существование низкочастотных колебаний, осуществлять мониторинг фазовых углов напряжений в узлах сети, определить фактический запас устойчивости в реальном времени. Последующая интеграция данной системы в общую интеллектуальную электроэнергетическую систему позволит перейти на новый высокий уровень наблюдаемости и мониторинга режима работы энергосистемы. [4]

Таким образом, с увеличением числа различных систем мониторинга, для принятия решений необходимо обеспечение диспетчерского персонала дополнительной информацией о функционировании энергосистемы не только в нормальном режиме работы, но и при аварийных возмущениях, а также в процессе восстановления нормального режима работы электрической сети.

Внедрение интеллектуальной системы управления спросом (DSM).

Одним из наиболее перспективных составляющих SmartGrid является интеллектуальная система управлением спроса (DSM). Суть работы данной системы заключается в возможности снижения потребления электрической энергии и мощности в пиковые часы нагрузки автоматически или по команде диспетчерского персонала. При этом осуществляется добровольное автоматическое отключение некоторых электроприборов коммунально-бытовой и промышленной нагрузки. Данная мера эффективна для энергосистем с дефицитом электроэнергии и мощности, а также при проведении летней ремонтной кампании.

На Рис. 2 представлен пример применения DSM, представленный компанией EnergyPool, являющейся крупнейшим оператором по предоставлению данной услуги в Европе. Так, 5 апреле 2013 года значение снижения потребления электрической энергии и мощности по команде диспетчера достигла 1783 млн.кВт.ч и 510 МВт соответственно.

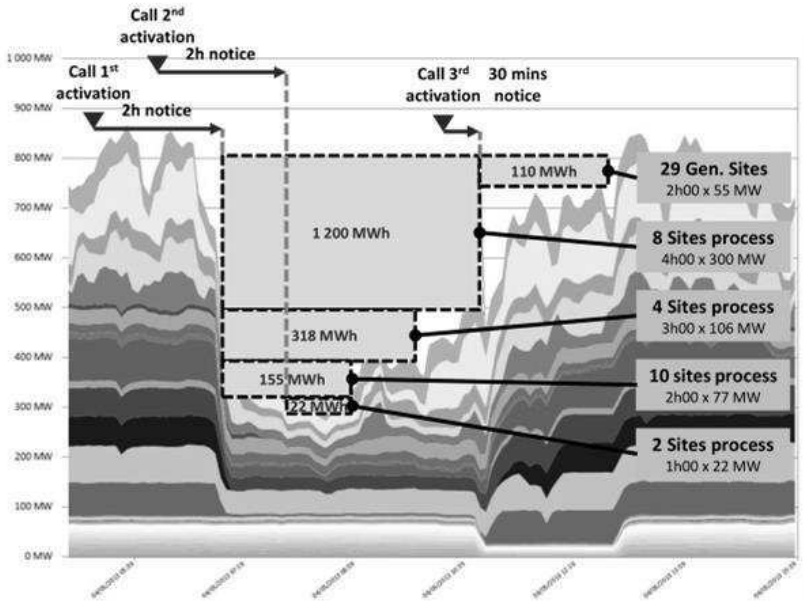


Рис. 2. Пример применения DSM.

Перспективное применение DSM возможно в ЕЭС России, как в энергосистемах европейской части России, так и на Дальнем Востоке. В частности, снижение пиков суточных графиков нагрузки актуально для энергосистем всех крупных городов, в которых доминирующую долю в структуре генерирующих мощностей занимают маломаневренные блоки ТЭЦ и ТЭС. Также данная мера эффективна для энергосистем с большой долей промышленной нагрузки, зависящих от величины собственной генерации энергосистемы и имеющих слабые межсистемные связи.

Использование и учёт в технологических процессах устройств FACTS.

Развитие энергосистемы накладывает требования по повышению эффективности работы электросетевого оборудования без строительства новых электросетевых объектов. Для оптимизации потокораспределения активной и реактивной мощности, а также стабилизации напряжения в России и во всём мире применяются устройства FACTS. Применение данных устройств возможно в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети для управления активной и реактивной мощностью, увеличения динамической устойчивости, ограничения токов КЗ, обеспечения несинхронного соединения энергосистем и энергорайонов.

Учёт данных устройств при планировании и ведении режима работы электрической сети позволяет более эффективно использовать ресурсы генерирующего и электросетевого оборудования и возможность оптимизации режима работы электрической сети.

В частности, использование фазоповоротного устройства может ликвидировать превышение максимально допустимого перетока мощности в ряде контролируемых сечений как на стадии планирования, так и в режиме реального времени.

Использование верифицированных моделей, позволяющих проводить расчёты в реальном времени

Для развития и внедрения концепции SmartGrid одним из важных элементов является создание верифицированных, глубоко детализированных моделей энергосистемы, основанных, в том числе, на возможности мгновенного анализа и ведения режима работы электрической сети в режиме реального времени. Глубокая детализация модели возможна только с привлечением всех заинтересованных компаний электроэнергетической отрасли. Данная необходимость увеличивается в связи с внедрением цифровых автоматизированных устройств управления режимом работы электрической сети.

На корпоративном уровне в ОАО «СО ЕЭС» разрабатывается Трехуровневая автоматизированная система формирования физических и эквивалентных моделей для расчетов и оценивания электрических режимов на базе стандарта МЭК 61970 и 61968

(международные стандарты CIM) [5]. Для обеспечения необходимой детализации модели ЕЭС России необходимо привлечение к её разработке электросетевых и генерирующих компаний и координация стандартов обмена данными. Для этого необходимо:

- разработка и утверждение общероссийской CIM модели;
- согласование модели данных со всеми основными участниками электроэнергетической отрасли;
- совместная работа над национальным стандартом CIM.

Принимая во внимание достижения и опыт представителей ОАО «СО ЕЭС» по созданию CIM модели, данный процесс целесообразно реализовать на базе и под эгидой ОАО «СО ЕЭС».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ применения технологий интеллектуальной электроэнергетической системы на уровне передающей сети ЕЭС России позволяет сделать вывод о существовании ряда перспективных технологий, в том числе технологий повышения мониторинга работы энергосистемы, системы управления спросом (DSM), устройств FACTS, CIM модели. Комплексное внедрение данных технологий позволит повысить эффективность и надежность работы ЕЭС России. Необходимо отметить, что все технологии в данный момент находят отклик в ОАО «СО ЕЭС» и являются перспективными. Однако энергосистема не может быть «гибкой» и адаптивной без проведения соответствующей модернизации электросетевого комплекса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Kezunovic, M., McCalley J.D., Overbye T.J. Smart Grids and Beyond: Achieving the Full Potential of Electricity Systems, Proceedings of the IEEE, vol. 100, Special Continental Issue, pp. 1329-1341, 2012
2. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Анализ условий развития интеллектуальных энергосистем с учетом особенностей надежности и стандартизации, Энергетическая политика, №1, 2012, с.27-41.
3. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью. Под ред. Макарова А. А., М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012, 300 с.
4. Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М. Развитие технологий мониторинга и управления в ЕЭС России на базе системы мониторинга переходных режимов, Сборник IV международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», 2013.
5. Протокол Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» по теме «Опыт создания многоуровневой системы формирования и актуализации информационных моделей ЕЭС России для решения задач оперативно-диспетчерского управления» от 06.07.2014, 13 с.

Научный руководитель: Ю.Н. Кучеров, д.т.н., начальник Департамента технического регулирования, ОАО «СО ЕЭС».

РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОГО ПОДХОДА

В.М. Дашков, Я.В. Макаров
Самарский государственный технический университет

Эффективность работы производственных отделений МРСК, районов электрических сетей и аналогичных объектов сетевого комплекса характеризуется многими показателями, важное место среди которых принадлежит величине потерь электроэнергии (ПЭ). Для разработки эффективных мероприятий по снижению потерь электроэнергии ΔW необходимо иметь достоверные данные о их величине и структуре. К настоящему времени известно несколько методов [1,2] расчета и анализа ПЭ в электрических сетях различного назначения. В [1,2] отмечено, что весьма эффективным в решении указанной задачи может оказаться применение вероятностно-статистических моделей.

В самом общем виде ПЭ в электрических сетях производственных отделений, районов электрических сетей и т.п. могут быть выражены зависимостью:

$$\Delta W = f(\Phi_{тр}, \Phi_{u}, \Phi_{ч}, \Phi_{l}, \Phi_{T}, \Phi_{v}, \Phi_{ос}, \ \dots \ , \Phi_{n}), \qquad (1)$$

где $\Phi_{тр}, \Phi_{u}, \Phi_{ч}, \Phi_{l}, \Phi_{T}, \Phi_{v}, \Phi_{ос}$ - соответственно функции, учитывающие влияние на величину потерь установленной мощности трансформаторов, напряжения линий электропередачи, частоты в электроэнергетической системе, длины линий электропередачи, температуры воздуха, скорости ветра, суммарного количества осадков и так далее.

Из (1) видно, что величина ПЭ зависит от многочисленных факторов и является сложной функцией параметров элементов электроэнергетических сетей (силовые трансформаторы, кабельные и воздушные линии электропередачи), параметров режима работы сетей, метеорологических условий.

Основная цель работы на данном этапе состояла в том, чтобы общую величину потерь электроэнергии разделить на две основные составляющие, обусловленные объективными и субъективными факторами. К объективным факторам, влияющим на величину и структуру ПЭ, относятся метеорологические условия и, в некоторой степени, параметры элементов электрической сети. К субъективным факторам - параметры режимов работы сетей (величина напряжения, частота тока), параметры элементов сети.

Знание указанных составляющих ПЭ позволит сделать соответствующие выводы о работе персонала электрических сетей, выяснить наиболее вероятную причину отклонения фактических технических потерь от их плановой величины, а в лучшем случае, от их технико - экономически обоснованного уровня [3].

Некоторые из указанных выше факторов не поддаются точному количественному измерению и описанию, влияние других учесть практически невозможно. Поэтому в данной работе был использован ряд допущений и ограничений. В частности, схема сети считается неизменной в течение исследуемого периода.

Кроме этого при разработке алгоритмов расчета и анализа потерь электроэнергии использована известная в кибернетике концепция «черный ящик». При таком подходе электрическая сеть определенного иерархического уровня (МРСК, производственное отделение, район электрических сетей) рассматривается как единый управляемый объект, имеющий входные и выходные величины. Для рассматриваемой задачи входными величинами можно считать выработку электроэнергии, количество электроэнергии, полученной из смежных производственных отделений, состояние окружающей среды, а выходными - отдачу электроэнергии в сети смежных производственных отделений, количество электроэнергии, отпущенной потребителям.

С учетом изложенного на первом этапе работы построены факторные линейные регрессионные модели вида:

$$\Delta W = a_0 + a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + a_3 \cdot x_3 + a_4 \cdot x_4 + a_5 \cdot x_5 + a_6 \cdot x_6, \quad (2)$$

где, a_0-свободный член уравления регрессии; $a_1 \dots a_6$-коэффициенты множественной регрессии; x_1-среднемесячная температура воздуха (^{0}C); x_2-среднемесячная скорость ветра (м/с); x_3-суммарное количество осадков за месяц (мм); x_4, x_5-соответственно количество дней за месяц с гололедом, с изморозью; x_6-суммарное поступление электроэнергии за месяц (млн.кВт/ч).

Для определения коэффициентов указанного уравнения использован метод наименьших квадратов. Уравнения вида (2) построены для каждого месяца года для трех производственных отделений одного из филиалов ОАО «МРСК-Волги» - «Самарские распределительные сети». В качестве исходных данных использованы статистические сведения о метеорологических условиях, характерных для каждого конкретного производственного отделения, о количестве электроэнергии W, поступившей в электрические сети.

При появлении новых отчетных данных о величине W и по метеорологическим факторам имеется возможность пересчитать многофакторные модели, уточнить ранее полученные параметры $a_0 \dots a_6$. Следует отметить, что в данной работе принято предположение о стационарности (в вероятностном смысле) природных процессов.

Для более достоверного анализа ПЭ предусмотрен дополнительный учет влияния на их величину трех факторов- температуры окружающего воздуха t, скорости ветра V и давления воздуха P. Указанные факторы определяют температуру проводов линий электропередачи, а следовательно и их активное сопротивление. На основе расчетных формул нагрева проводников с током [4] составлен алгоритм, позволяющий обосновать изменение величины ПЭ в предыдущих (i-n) годах по сравнению с потерями электроэнергии в i-ом году за счет изменения P, V, t.

Годовые потери энергии в воздушной линии электропередач определяются по формуле:

$$\Delta W = \int_0^{8760} I_t^2 \cdot R_t \, dt., \quad (3)$$

Величина R_t обычно принимается постоянной и выносится за знак интеграла. В действительности сопротивление провода зависит от его температуры:

$$R_\Theta = R_0[1 + \alpha(\Theta_{пр} - 20)],$$

где R_0 - сопротивление провода при температуре +20^{0}C; α - температурный коэффициент сопротивления, который для сталеалюминиевых проводов принимается равным 0,004 (изменение температуры провода на 10^0 изменяет сопротивление на 4%).

Установившаяся температура провода в любом заданном режиме может быть определена из условия теплового равновесия, при котором количество тепла, выделяемого в проводе от протекающего тока, равно количеству тепла, отдаваемого проводом в окружающую среду. Такое равновесие описывается уравнением:

$$Q_1 = Q_2 + Q_3, \quad (4)$$

где Q_1 - тепло выделяемое в проводе током нагрузки; Q_2 - тепло, отдаваемое проводом путем излучения; Q_3 - тепло, расходуемое на конвективный теплообмен.

Рекомендуется использовать следующие соотношения:

$$Q_1 = I^2 R_0[1 + \alpha(\Theta_{пр} - 20)], \quad (5)$$

где I - ток в проводе, А;

$$Q_2 = 2{,}8 \cdot [100 + 0{,}69 \cdot (T_{пр} - 273)] \cdot 10^{-2} \cdot F \cdot (\Theta_{пр} - \Theta_{окр}), \quad (6)$$

где $T_{пр}$ - температура провода, К; F - поверхность охлаждения провода, см^2; $\Theta_{пр}, \Theta_{окр}$ - температура провода и окружающей среды, ^{0}С;

$$Q_3 = 9\sqrt{\frac{P \cdot \nu}{d}} \cdot F\,(\Theta_{пр} - \Theta_{окр}), \quad (7)$$

где P - давление воздуха, атм. (принимается равным 1); ν - скорость движения воздуха вблизи провода, м/с; d - диаметр провода, мм;

Анализ выражений (4) и (7) показывает, что температура проводов ВЛ определяется в основном тремя параметрами: токовой нагрузкой, температурой окружающего воздуха и скорости ветра.

Относительное изменение температуры провода равно

$$\delta\Theta_{окр} = \frac{\Theta_{npi+1} - \Theta_{пр i}}{\left|\Theta_{пр i}\right|} \cdot 100\% \quad (8)$$

Относительное изменение потерь электроэнергии для проводов марки АС равно

$$\delta\Delta W = \frac{\Theta_{npi+1} - \Theta_{пр i}}{230 + \left|\Theta_{пр i}\right|} \quad (9)$$

Рассмотренные подходы к расчету и анализу потерь реализованы в виде системы алгоритмов. Система позволяет решить следующие задачи:

-расчет коэффициентов уравнения регрессии;

-определение потерь электроэнергии при заданных значениях факторов;

-выдача оперативной отчетности;

-коррекция параметров модели.

О точности определения потерь по регрессионным моделям можно судить по выборке результатов расчета для отдельных месяцев, рассматриваемых производственных отделений, приведенной в табл.1 (в числителе расчетные значения потерь электроэнергии в условных единицах, в знаменателе – фактические значения).

Максимальные погрешности расчета ПЭ с использованием модели (2) не превышали 4-7%, а средние погрешности составляли 1-2,2%. Проверка производилась на основе ретроспективных данных, полученных в соответствующих службах производственных отделений. Уравнение регрессии для определения потерь электроэнергии за март месяц по одному производственному отделению имеет вид:

$$\Delta W = 266{,}39 + 2{,}352 \cdot x_1 - 77{,}943 \cdot x_2 + 0{,}783 \cdot x_3 + \\ + 4{,}117 \cdot x_4 + 5{,}661 \cdot x_5 - 0{,}046 \cdot x_6 \quad (10)$$

Таблица 1

Сравнение расчетных (числитель) и фактических (знаменатель) значений (в условных единицах) потерь электроэнергии

Производственное отделение	Месяцы (для последнего года периода наблюдения)			
	январь	апрель	июль	октябрь
ПО 1	28,23/28,24	18,8/19,66	19,4/19,29	25,36/25,2
ПО 2	81,05/87,3	53,89/55,0	51,9/49,5	67,1/65
ПО 3	24,9/25,0	15,8/15,6	12,1/14,0	18,7/19,5

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ
1. Щербина Ю.В., Бойко Н.Д., Бутенко А.Н. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. К.: Техника, 1981. 104 с.
2. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем/ Под ред. В.Н. Казанцева. М.: Энергоиздат, 1983. 368с.
3. Повышение экономической эффективности работы распределительных электрических сетей за счет снижения коммерческих потерь электроэнергии и организации контроля её качества / И.С. Пономаренко, О.В. Дичина, А.Ю. Скорняков и др. // Энергетик. 2014. №8. С.24-29.
4. Математическое моделирование процесса нагрева контактного провода / В.Н. Ли, А.И. Кондратьев, И.В. Кочетова, С.Н. Химухин // Математические методы в технике и технологиях : тр. 18 междунар. науч. конф. – Казань: Казанский гос. технол. ун-т, 2005. С. 225–227.

Научный руководитель: В.М. Дашков, к.т.н., доцент кафедры «Электрические станции» СамГТУ.

ПОКАЗАТЕЛЬ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

А.А. Назаров
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ

Реструктуризация естественных монополий в энергетике в период ее реформирования оказала значительное влияние на изменение структуры и механизмов управления единой электроэнергетической системой. В ходе этих изменений были затронуты механизмы, обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей, повысилась роль рыночных механизмов и усилилась конкуренция между субъектами электроэнергетики.

Можно говорить о том, что надежность электроснабжения потребителей в условиях рынка электроэнергии становиться услугой, которая требует установления между всеми субъектами электроэнергетического рынка экономически сбалансированных отношений на основе платы за надёжность и полного восполнения убытков, обусловленных надёжностью электроснабжения.

Одним из классических подходов к комплексной оценке эксплуатационной информации о надежности элементов распределительных сетей является определение вероятности того, что исследуемый объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени (коэффициента готовности) [1]. В настоящее время не разработаны показатели, которые комплексно учитывают различную информацию о надежности, включая показатели повреждаемости, восстанавливаемости, количество и мощность отключенных элементов сети, величину недоотпуска электроэнергии. Это становиться особенно актуальным, в условиях применения для сетевых организаций метода доходности инвестируемого капитала при расчете тарифа на передачу электроэнергии, который включает в себя механизм оценки надежности электроснабжения потребителей.

В работе [2] был предложен новый подход для оценки надежности распределительных электрических сетей относительно границ их балансовой принадлежности с использованием показателя «фактической надежности структурного подразделения предприятия». К недостаткам этого показателя следует отнести следующее:

1. При расчете установленной мощности линий не учитывается ее класс напряжения и материал, из которого изготовлен провод.

2. Показатель рабочей мощности электрических сетей включает в себя суммарную установленную мощность трансформаторов, установленных на подстанциях. Поскольку надежность трансформаторов значительно больше надежности воздушных и кабельных линий электропередачи (например, параметр потока отказов для трансформатора 110 кВ $\omega_т$=0,015 откл/год, а для ВЛ 110 кВ $\omega_т$=3,9 откл/год*100 км), это приводит к снижению чувствительности коэффициента и его информативности.

В связи с этим предлагается использовать следующий показатель надежности распределительных электрических сетей:

$$K = \frac{S_{Л.раб}}{S_{Л.уст}}, \qquad (1)$$

где $S_{Л.раб}$ ($S_{Л.уст}$)– рабочая (установленная) мощность линий электропередачи сетей участка сетевой компании, МВА*км.

Рабочая мощность линий электропередачи характеризует безотказность работы токоведущих элементов распределительных электрических сетей и гарантированную способность сети передавать электроэнергию от источника к потребителю.

Мощность электрических линий определяется по следующей формуле:

$$S = U \cdot I_{доп} \cdot L, \text{МВА*км} \qquad (2)$$

где U – номинальное напряжение линии, кВ; $I_{доп}$ – допустимый длительный ток линии, А; L – длина проводов линий электропередачи, км.

Рабочая мощность линии электропередачи является частью установленной мощности за исключением отключенной (аварийно, внепланово) мощности, вызвавшей прекращение электроснабжения потребителей, снижение пропускной способности сетей, уровней напряжения и накладывающая ограничение на режим работы энергосистемы. Рабочая мощность воздушных и кабельных линий электропередачи определяется по формуле:

$$S_{Л.раб} = \sum_{i=1}^{K} S_{Л.уст i} - \sum_{j=1}^{m} S_{Л.откл i} \cdot \frac{t_j}{T_j}, \text{ МВА*км} \qquad (3)$$

где $S_{Л.откл i}$ – мощность j-го отключения i-ой линии (внепланово, аварийно), МВА*км; t_j – время j-го отключения i-ой линии, ч; T_j – время плановой работы i-ой линии, ч.

Планируемые продолжительности работы оборудования определяются за вычетом плановых ремонтов оборудования, учтенных в графиках ремонтов.

Таким образом, предлагаемый показатель позволит оценить информацию об объеме отключенной мощности распределительных электрических сетей, длительности отключения, частоте отказов, объеме недоотпуска электроэнергии и возможном ущербе.

С использованием предлагаемого показателя надежности (1) был произведен расчет надежности распределительных электрических сетей на основе статистических данных за 2013 г. для регионального предприятия, имеющего на обслуживании ВЛ 6-10 кВ протяженностью 242 км и ВЛ 110 кВ протяженностью 119 км.

Полученные значения показателя надежности приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов показателя надежности распределительных электрических сетей за 2013 г. для регионального предприятия

Месяц	$S_{Л.раб}$, МВА*км		Линии электропередачи		К
	6-10 кВ	110 кВ	К 6-10 кВ	К 110 кВ	
Январь	7138,79	12514,27	0,915	0,989	0,961
Февраль	7263,03	12282,22	0,931	0,970	0,955
Март	7306,16	12619,81	0,936	0,997	0,973
Апрель	6832,62	12402,12	0,875	0,980	0,940
Май	5402,15	11842,22	0,692	0,936	0,843
Июнь	6286,20	10935,36	0,805	0,864	0,842
Июль	6265,87	11249,13	0,803	0,889	0,856
Август	6528,84	10940,36	0,837	0,864	0,854
Сентябрь	6303,41	12558,06	0,808	0,992	0,922
Октябрь	5772,33	12216,3	0,740	0,965	0,879
Ноябрь	7287,35	12433,77	0,934	0,982	0,964
Декабрь	7355,67	12564,73	0,943	0,993	0,974
Среднее значение за 2013 г.	6645,20	12046,53	0,851	0,952	0,914

Анализ результатов расчетов, приведенных в таблице 1, позволяет отметить, что для линий электропередач 6-10 кВ показатель К изменяется в пределах от 0,692 до 0,943, при этом его среднее годовое значение равно 0,851, для линии электропередач 110 кВ – в пределах от 0,864 до 0,997, при этом его со среднее годовое значение равно 0,952. То есть для линий более высокого уровня напряжения характерно более высокое значение показателя надежности, что подтверждает корректность проведенных расчетов.

На рисунке 1 представлена диаграмма изменения показателя надежности распределительных электрических сетей К за 2013 г.

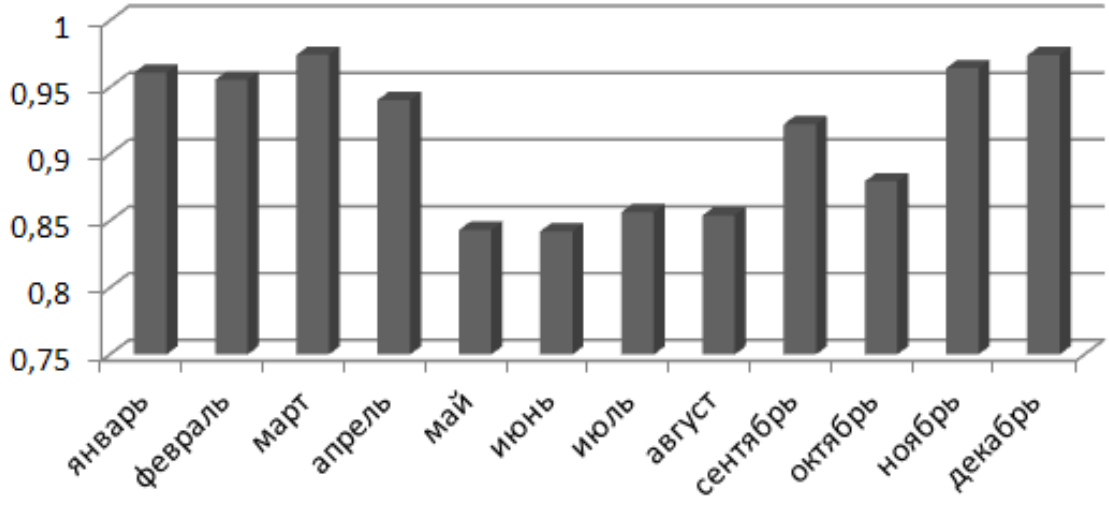


Рис. 1. Диаграмма изменения показателя надежности распределительных электрических сетей К за 2013 г.

Из данных, показанных на рисунке 1 видно, что значение показателя надежности распределительных электрических сетей изменяется в пределах от 0,842 до 0,974. Наибольшее значение показатель принял в декабре 2013 г., а наименьшее – в июне 2013 г., что соответствует периоду проведения ремонтной кампании и интенсивных грозовых перенапряжений.

С использованием предлагаемого показателя можно разработать программу повышения надежности функционирования распределительных электрических сетей для каждого конкретного предприятия.

ВЫВОДЫ:

1. Предлагаемый показатель надежности распределительных электрических сетей является достаточно наглядным и легко вычисляется. Он может применяться для оценки надежности как отдельных подразделений сетевых компаний, так и для энергосистемы в целом.

2. Предлагаемый показатель может быть использован в «Методических указаниях по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», утвержденных приказом Минэнерго России от 29.06.2010 г. № 296, для оценки, мониторинга, и нормирования надежности распределительных электрических сетей, осуществляющих непосредственное электроснабжение потребителей.

3. Дальнейшим развитием системы показателей, используемых для оценки надежности распределительных электрических сетей в условиях функционирования рынка электроэнергии, является применение показателей коррелированных с экономическими аспектами обеспечения надежности. Использование таких показателей при определении тарифов для сетевых организаций позволит производить не только качественную оценку надежности, но и будет экономически стимулировать сетевые организации к ее повышению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кавченков В.П. Вероятностные, статистические модели и оценка надежности энергетических систем. Сафоново, 2002. 150 с.;
2. Шевкоплясов П.М., Шевкопляс Е.Ю. Обоснование системы показателей надежности распределительных электрических сетей // Надежность и безопасность энергетики. 2011. 1(12), С. 50-55.

АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАЗВИТИЯ ЭЭС С УЧЕТОМ ИЗНОСА ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ РЕГИОНА

А.А. Костин, П.Е. Мезенцев
Институт теплофизики Уральского отделения Российской академии наук

Рост физического износа генерирующего оборудования электростанций, а также наличие узких мест в электроэнергетической системе, обусловливают необходимость исследования возможностей и подходов к развитию ЭЭС с учетом влияния различных негативных факторов, особенно в условиях рыночной экономики, когда обоснование целесообразности реализации технического решения часто определяется экономическим эффектом в интересах собственника. Зачастую в таких случаях в должной мере не учитывается ряд значимых технических факторов, определяющих состояние энергорайона или ЭЭС в целом, например физический износ генерирующего оборудования электростанций.

В рамках данной статьи предлагается рассмотреть алгоритм предварительного исследования текущего состояния ЭЭС и перспектив ее развития с учетом внутренних особенностей энергорайнов, в том числе динамики износа генерируюшего оборудования. При этом следует отметить вероятностно неопределенный характер большей части исходной информации. Предварительный анализ состояния оборудования и системы в целом должен

помочь специалистам электроэнергетической отрасли, занимающимся развитием ЭЭС, принимать более взвешенные и обоснованные технические решения.

Решение задач в условиях вероятностной неопределенности данных, как правило, выполняется средствами теории нечетких множеств. К настоящему времени разработано несколько методов и подходов к решению задач развития ЭЭС на основе нечетких множеств и принятия решения в условиях неопределенности.

На рисунке 1 представлена блок-схема алгоритма анализа текущего состояния и перспектив развития ЭЭС с учетом динамики физического износа генерирующего оборудования.

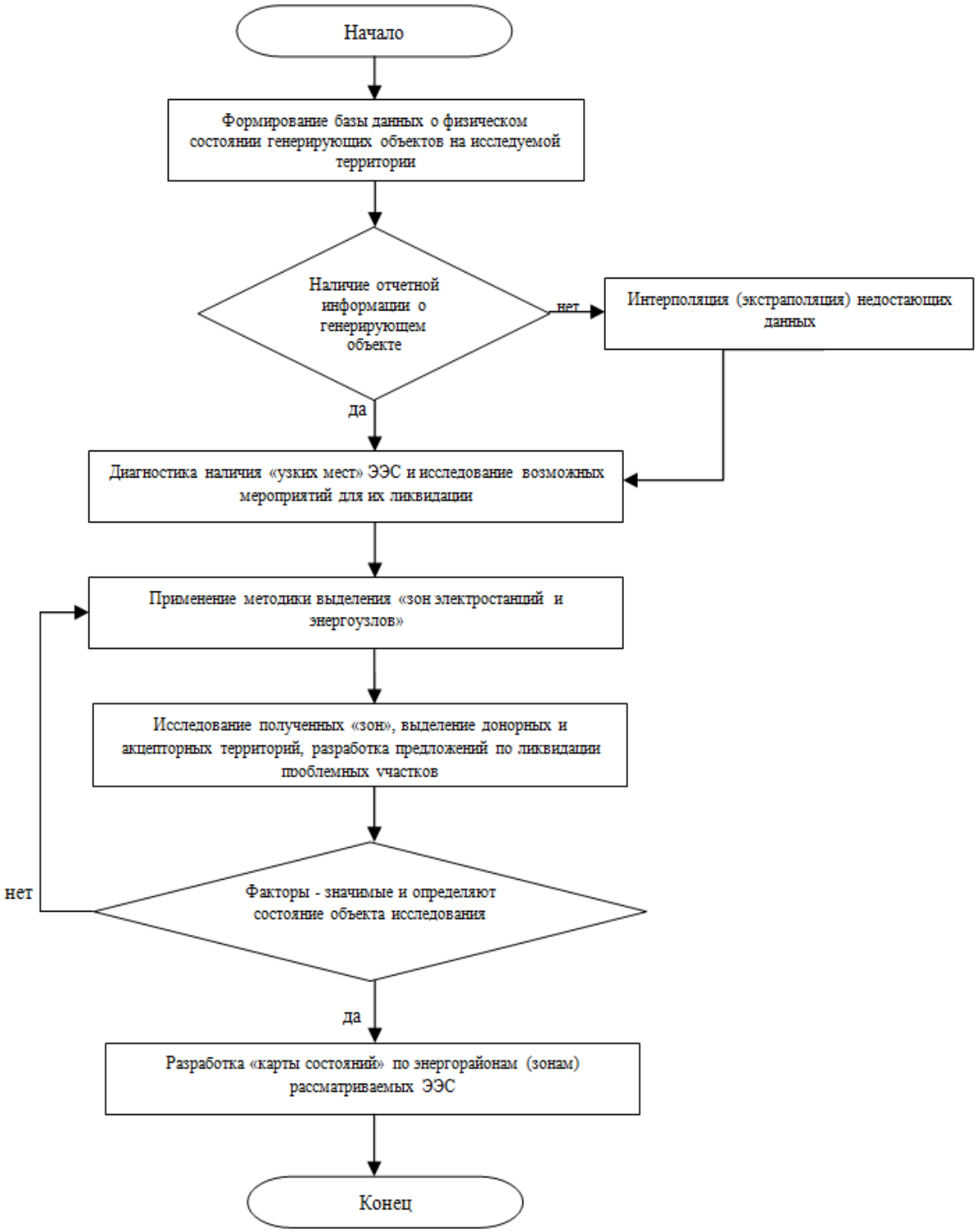


Рис. 1. Блок-схема алгоритма

Алгоритм состоит из следующих основных блоков:

1) Формирование базы данных о физическом состоянии генерирующих объектов на исследуемой территории, которая включает в себя год ввода агрегата в эксплуатацию, даты проведения капитальных ремонтов, фактический коэффициенты использования установленной мощности и простоя блока в резерве. На основе эксплуатационных данных проводится оценка степени износа генерирующего оборудования по факту на текущий год или на перспективу с целью учета состояния генерирующих источников и разработки предложений по его улучшению.

2) Диагностика наличия узких мест в ЭЭС и исследование возможных мероприятий для их ликвидации на основе расчетов балансовой и режимной надежности ЭЭС, с учетом экспертного анализа и по результатам детальных расчетов характерных электрических режимов с применением программно-вычислительного комплекса RastrWin;

3) С целью формирования кластеров-энергорайонов по значимым факторам таким, как дефицитность или избыточность электрической мощности (с учетом уровня износа генерирующего оборудования), уровень развития электрической сети (количество и протяженность ВЛ по классам напряжения, пропускная способность межсистемных связей и др.) исследуемый энергорайон подразделяется на энергоузлы в зависимости от принадлежности центрам питания [1].

4) В энергорайонах выделяются донорные и акцепторные территории, анализируются их электрические режимы, выявляются наиболее опасные аварийные режимы, осуществляется разработка предложений по ликвидации проблемных участков.

Задача формирования базы данных осложняется недостаточностью либо полным отсутствием необходимой исходной информации чаще всего по нескольким основным причинам:

- информация имеется только у собственника объектов (генерации), и ее получение затруднено. Часть статистической информации находится в отрытом доступе на электронных ресурсах, но ее достоверность вызывает сомнение;
- часть ретроспективных данных утеряны в связи с реорганизациями компаний отрасли и экономическим положением в стране в период 90-х годов 20 века;
- нужная информация не собиралась либо не систематизировалась.

Указанные факторы предопределяют необходимость интерполяции данных, что при некоторой погрешности моделирования позволяет получить адекватные математические модели, описывающие реальные процессы. Данный этап исследования представляет собой достаточно трудозатратную часть по причине необходимости анализа большого количества данных в условиях неполноты (неопределенности) исходной информации.

На этапе 2) алгоритма, в качестве базовых рассматриваются показатели, определяемые на основании экспертного анализа и расчетов электрических режимов.

Принятие решения только на основании результатов экспертного анализа обусловлено рисками, выработкой лишних, рационально необоснованных технических решений, а расчеты электрических режимов с применением ПВК RastrWin не позволяет учесть такие факторы как износ генерирующего оборудования, внутренний энергоресурс районов. Для этих целей применяется методика выделения «зон электростанций и энергоузлов», включающая в себя данные по износу генерирующих источников, а также показатели, характеризующие состояние электросетевого комплекса, в том числе с дифференциацией по классам напряжения (структура электрической сети, состояние и загруженность сетевых элементов, характеристики сетевого резервирования, обеспеченность транзитных перетоков мощности, удаленность крупных «узлов нагрузки» от генерирующих источников) [2].

При выделении «зон электростанций и энергоузлов» наибольшую важность представляет адекватность и достаточность выбора показателей характеризующих состояние энергорайона. Необходимо определять «вес» каждого параметра чтобы исключить возможность оперирования с «маловажными» (незначимыми) факторами. В качестве

примера учета специфики анализируемого объекта можно привести особенность ремонтной кампании на территории энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа, которая в отдельных энергорайонах проводится только в зимний период, что обусловлено заболоченностью местности и невозможностью выполнения ремонта летом. Поэтому, решая задачу рационализации решений по развитию ЭЭС ЯНАО, нельзя не учитывать данный фактор, если при расчетах балансовой надежности в качестве исходного рассматривается характерный план ремонтов сетевого оборудования. Игнорирование данной специфики априори искажает результат, получаемый исходя из среднестатистических данных.

Алгоритм разделения «зон» на донорные и акцепторные основан на принципах теории распознавания образов. С этой целью формируется структурная схема системы распознавания образов, в соответствии с которой осуществляется классификация отдельных показателей.

Донорной является «зона» которая располагает достаточным внутренним ресурсом (избыток электрической мощности, низкий уровень физического износа генерирующего оборудования, развитая электрическая сеть достаточной пропускной способности, отсутствие «узких мест») для обеспечения электрического режима в области допустимых значений (надежного электроснабжения потребителя внутри «зоны») в различных схемно-режимных ситуациях, а также возможностями использования ресурсов данной «зоны» акцепторными зонами – зонами с внутренним дефицитом ресурса (дефицит электрической мощности, высокий уровень физического износа генерирующего оборудования, слабо развитая электрическая сеть, наличие «узких мест»).

На основании предварительного анализа разрабатывается (в графическом виде) «карта состояний» в виде срезов по годам (рисунок 2) позволяющая отразить (выделение цветом, текущее и перспективное состояние ЭЭС, с указанием районов, требующих разработки дополнительных технических решений для обеспечения надежного электроснабжения существующих и подключения новых потребителей [3].

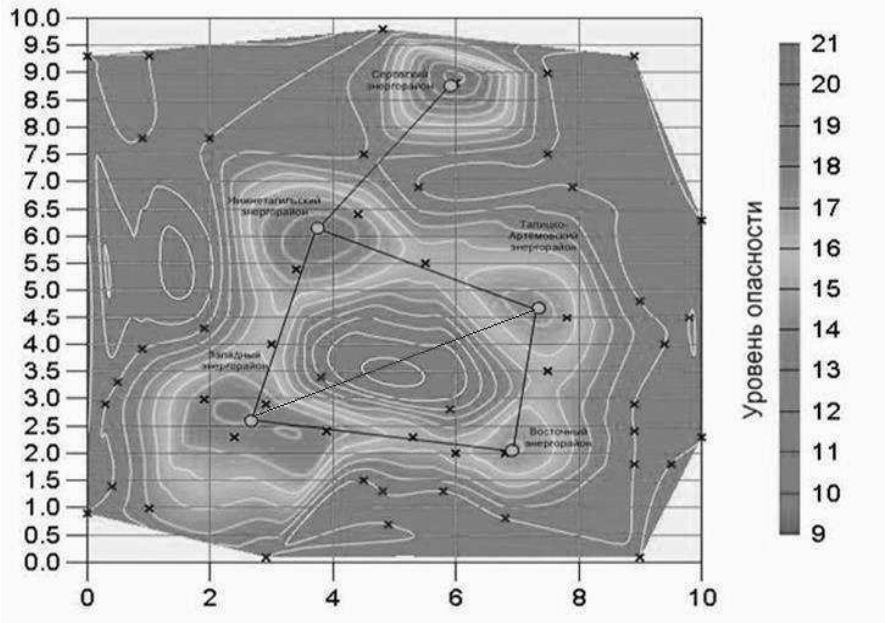


Рис. 2. «Карта состояний» на примере Свердловской энергосистемы (ЭЭС представлена условно)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация описанной процедуры анализа состояния электрической сети позволит исследователям и инженерам электроэнергетической отрасли учитывать в формализованном виде важные факторы, которые невозможно оценить в ходе экспертного анализа и при расчетах выделенного множества электрических режимов устанавливать функциональные зависимости между параметрами, характеризующими состояние объектов ЭЭС, а также

повысить точность оценки состояния объекта исследования, тем самым повышая вероятность принятия обоснованных решений по развитию ЭЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Миркин Б.Г. Проблема группового выбора. М: Издательство «Наука», 1974. 256 с.
2. Мызин А.Л., Костин А.А., Ананичева С.С., Мезенцев П.Е. Методика выделения «зон электростанций» в задачах развития энергосистем / «Электроэнергетика глазами молодёжи». Науч. труды международной. науч-техн. конф.; Екатеринбург: изд. УрФУ, 2012. – Т.1, с.617 – 621.
3. Мызин. А.Л., Костин А.А., Мезенцев П.Е. Современное состояние и проблемы инновационного обновления энергогенерирующих источников Свердловской области / Вестник УрФУ. Серия экономика и управление, №4, 2011. – С. 64 – 75.

Научный руководитель: В.П. Обоскалов, доктор технических наук, профессор, ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина».

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ НА НАДЕЖНОСТЬ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

А.М.Вдовин, А.В.Попов, А.Н.Хуснутдинов
ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», факультет электроэнергетики и электроники, кафедра «Электрический транспорт»

На работу узла статора влияют конструктивно-технологические решения. Они определяются интенсивностью отказов - $\lambda_к$. С увеличением прохождения дефектов узла в эксплуатации интенсивность отказов увеличивается, т.е. становится больше значения, установленного ТЗ на проектирование. Если в эксплуатации АД нагрузочные режимы превышают пределы, установленные техническими условиями, тогда это также вызовет возрастание $\lambda_к$. Интенсивность отказов $\lambda_к$ зависит от качества проектирования, технологии изготовления и влияния внешних эксплуатации факторов $\lambda_э$. Тогда $\lambda=\lambda_к.+\lambda_э$. Если примем условие, что поток отказов подчиняется стационарному Пуассоновскому закону, тогда для пазового узла статора АД будем иметь выражение надежности вида

$$P(t) = e^{-(\lambda_к+\lambda_э)t}, \qquad (1)$$

где $\lambda_к$ – поток отказов от конструктивно-технологических факторов; $\lambda_э$ – поток отказов от влияния эксплуатационных факторов.

Наиболее тяжелым видом отказа АД является замыкание (пробой) изоляции обмотки статора АД. Основной причиной является перегрев изоляции и ускоренное ее старение. Основными видами отказа изоляции являются: междувитковое замыкание, замыкание изоляции катушки, замыкание катушки на корпус (изоляции корпуса паза). При перегрузке АД в силу воздействия отклонений в технологическом процессе происходит возрастание тока нагрузки АД, что приводит к перегреву его изоляции. На отказы изоляции приходится 80% от всех случаев разрушений АД.

Исследование и анализ режимов нагрузок показывает, что режим тока представляет собой стационарный процесс (Пуассоновский). Тогда будем считать, что [1]

$$T = Ae^{-B\theta} \qquad (2)$$

где A – относительный срок службы изоляции; B – коэффициент; θ – превышение температуры.

Задача сводится к определению ресурса изоляции "Т" с учетом ее перегрева в эксплуатации [2]. Ресурс изоляции при различных значениях ее перегрева 0^0С; 20^0С; 40^0С; 60^0С приведен в табл. 1, из данных которой видно, что с увеличением температуры изоляции ее интенсивность $\lambda_э$ резко возрастает.

Расчет надежности узла статора АД по интервалам температур приведен в табл. 2. На основании ранее принятых допущений вероятность безотказной работы узла определяется с учетом экспоненциальной зависимости.

В результате исследования наработки на отказ для изоляции было установлено следующее. При относительном сроке наработки на отказ равном 10 лет. Это период работы АД до первого капитального ремонта. При перегреве изоляции до температуры 10^0С, наработка на отказ равна – 4,2 года. При температуре 20^0С наработка на отказ равна – 1,79 года. При перегреве изоляции – 30^0С наработка на отказ составляет 0,74 года. При перегреве изоляции катушек статора до 40^0С отказ наступает при наработке 0,31 года.

Приведенные результаты исследования показывают, как изоляция снижает ресурс с увеличением температуры, превышение которой имеет место в эксплуатации [3]. Несмотря на то, что по ТУ перегрузки электродвигателей в эксплуатации не допускаются.

Таблица 1

$\Delta\theta, {}^0C$	$B\theta$	$e^{-B\theta}$	$\lambda_э$	T
0	0	1,00	0,10	10,0
10	0,86	2.38	0,24	4,20
20	1,73	5,64	0,56	1,79
30	2,60	13,44	1,35	0,74
40	3,46	31,94	3,23	0,31

Таблица 2

t	P_0, %	P_{10}, %	P_{20}, %	P_{30}, %	P_{40}, %
0	1	1	1	1	1
2,5	0,380	0,459	$2\cdot10^{-2}$	$10,5\cdot10^{-2}$	$2,6\cdot10^{-5}$
5,0	0,042	0,021	$4\cdot10^{-3}$	$8\cdot10^{-5}$	0
7,5	0,028	0,009	$1,10\cdot10^{-3}$	$2\cdot10^{-5}$	0
10	0,018	0,004	$2\cdot10^{-4}$	$1\cdot10^{-5}$	0

Для сравнительного анализа надежности узла паза статора были определены их вероятности безотказной работы в функции от наработки. При этом $\lambda_к = 0,08$, где суммируются интенсивность отказов витковой катушки и корпусной изоляции паза обмотки статора АД. Интенсивность отказов $\lambda_э = 0,24$. Принятое значение при 10^0С перегрева обмотки. Построенные графические зависимости (Рис. 1) характеризуют вероятность безотказной работы в функции времени. Из приведенных зависимостей видно, что влияние эксплуатации на надежность узла сильнее по сравнению с отказами, вызванных качеством проектирования и изготовления.

На основании изложенного можно отметить следующие важные особенности проведенных исследований. Первая – если имеет место $\lambda_к < \lambda_э$, тогда влияние конструкторско-технологических дефектов на надежность паза будет меньше. Это тот случай, когда обеспечивается хорошее качество проектирования и изготовления. За десять лет эксплуатации надежность изоляции АД равна: с учетом влияния факторов на этапах проектирования и изготовления $P_k(t) = 0,45$; воздействия эксплуатационных факторов $P_э(t) = 0,09$. Таким образом, можно сказать, что надежность изоляции машин ниже при

воздействии эксплуатационных факторов и выше при воздействии конструкторских и производственных факторов.

На рис. 1. приведены графические зависимости влияния различных видов факторов в функции от наработки. Наибольшую ВБР имеют факторы зависящие от качества конструирования. Более низкую надежность формируют факторы имеющие место в эксплуатации. В этом случае невыполнение технических условий на эксплуатацию (ТУ) приводят к перегрузкам АД, перегреву изоляции, ее тепловому пробою и, как следствие, отказу.

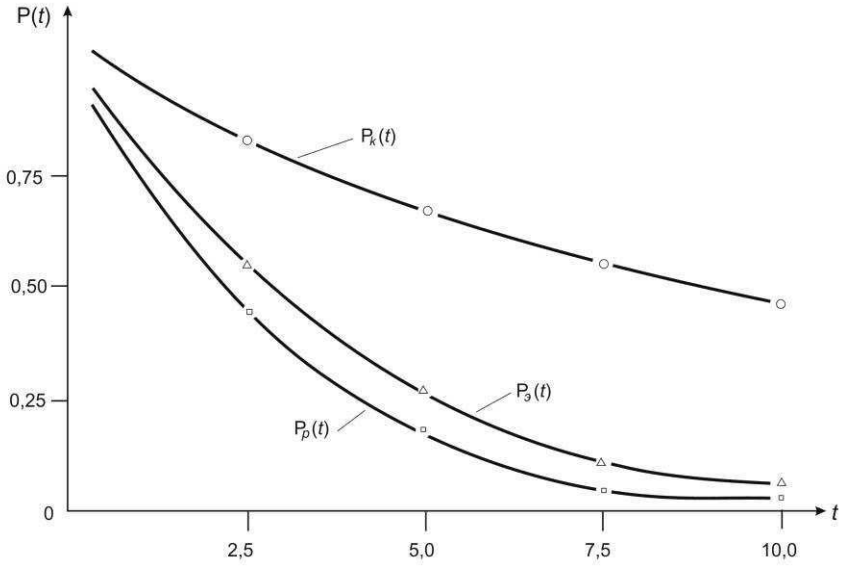


Рис. 1 Вероятность безотказной работы узла в функции времени.

$P_k(t)$ – конструктивные факторы; $P_k(t)$ – эксплуатационные факторы;

$P_p(t)$ – результирующая надежность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ермолин Н.П., Жерихин И.П. Надежность электрических машин. Л.: Энергия, 1976. 248с.
2. Идиятуллин Р.Г. Водолазов В.Н., Идиятуллин И.Р. Повышение эксплуатационной надежности тяговых электродвигателей целью энергосбережения // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: мат. IV Рос. научно-техн. конф., г. Ульяновск, 24-25 сент. 2004. С.26-28.
3. Вдовин А.М., Идиятуллин Р.Г., Попов А.В. Повышение эффективности системы электроснабжения энергонасыщенного производства. Казань. Монография. 2012. 227с.

Научный руководитель: Р.Г. Идиятуллин, д.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»

ОЦЕНКА ФАКТОРОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НАСЕЛЕНИЕМ СИБИРСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА В ДОЛГОСРОЧНОМ ПЕРИОДЕ

В.К.Леонова, Г.Н.Климова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Энергосбережение и энергоэффективность являются наиболее актуальными вопросами в сегодняшней повестке дня во всем Мире. Должное внимание уделяется им и в России. Принятые различные нормативно-правовые документы, стимулирующие реализацию политики энергосбережения на местах и в России в целом, охватывают все виды экономической деятельности от крупных промышленных потребителей, бюджетных учреждений и учреждений с госучастием, до предприятий малого бизнеса. Не вовлеченным в этот процесс остается население, которое является одним из крупных и стабильных потребителей электрической энергии (ЭЭ) [1].

Решение проблемы повышения эффективности электропотребления заключается, в том числе, в прогнозировании и планировании его состояния на несколько периодов. В данной работе применен факторный и многофакторный анализ с использованием пакета STATISTICA.[7]

За основу для оценки тенденций и объемов потребления ЭЭ на краткосрочный период взяты ретроспективные электрические балансы 2000-2012гг. для Сибирского федерального округа (СФО) [1]. В качестве факторов, влияющих на электропотребление, рассмотрены: демографические тенденции, тарифы на ЭЭ, среднедушевые доходы населения, обеспеченность бытовыми электроприборами.

Условно все виды экономической деятельности можно разделить на создающие средства производства и создающие товары народного потребления [3]. Т.е. конечным потребителем прямо и косвенно всего, что производят ВЭД, является население. Приобретая товары народного потребления, население оплачивает электрическую составляющую в себестоимости продукции по нерегулируемым ценам для промышленных потребителей. Потребляя ЭЭ в быту, население оплачивает ее по регулируемым тарифам, утверждаемым Департаментами тарифного регулирования либо Региональными энергетическими комиссиями.

Самым значимым фактором может являться численность населения, но в СФО наблюдается стабильная тенденция ее снижения на фоне роста потребления ЭЭ (таблица 1) [4].

Таблица 1Население

Год	2000		2010	2011
Среднедушевые доходы, тыс. руб.	1933	…	15007	16568
Среднедушевое потребление ЭЭ, кВтч	958	…	1174	1282
Численность, тыс. чел.	20333	…	19252	19261

Многофакторный графический анализ (Рис.1.) показал, что корреляция электропотребления - прямая при положительная ее коэффициенте (r=0,89), коэффициент корреляции численности имеет отрицательное значение (r=-0,95), что определяет обратные или несвязные зависимости переменных.[7]

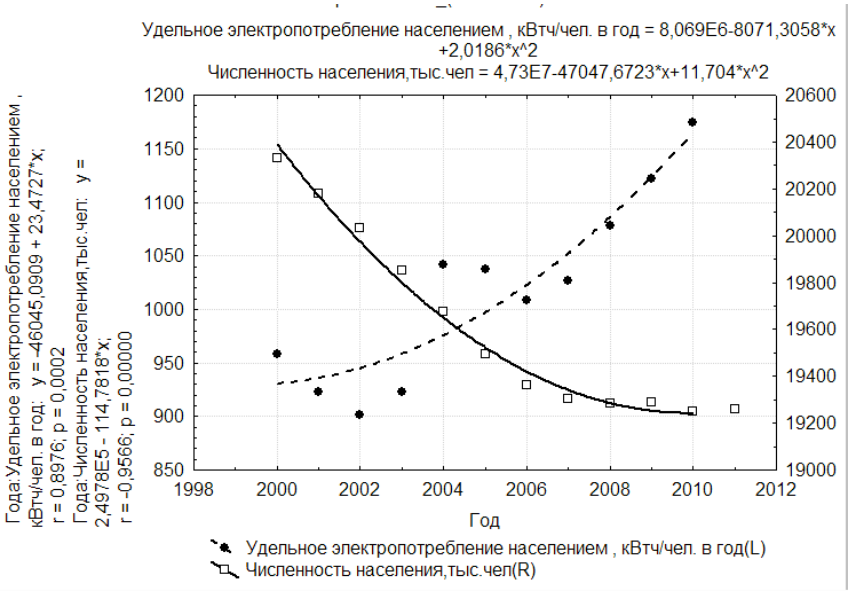


Рис.1. Составная диаграмма рассеяния переменных удельного электропотребления (кВтч/чел. в год) и численности (тыс.чел.) СФО, 2000-2011г.

Объяснить рост среднедушевого потребления ЭЭ на фоне постоянно увеличивающихся тарифов можно ростом благосостояния граждан. Рост доходов влияет на обеспеченность населения бытовыми электроприборами. При переходе к сопоставимым условиям при помощи индекса потребительских цен (Рис.2.), видна существенная разница уровня доходов населения. Так, если в текущих условиях среднедушевые доходы по СФО в 2011г. составили около 18000 руб.,
то в сопоставимых условиях, приведенных к ценам 2000г. - реальный доход населения составил 6354 руб.[5].

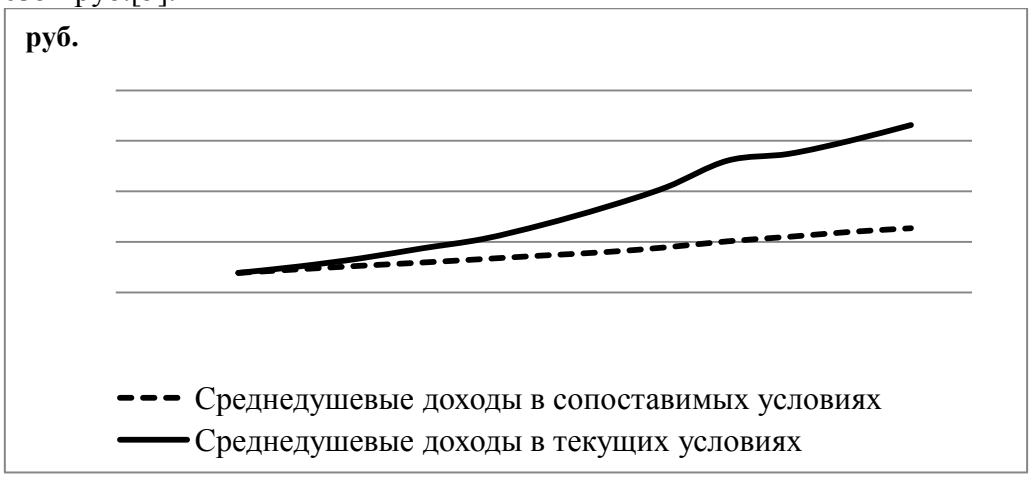


Рис.2. Динамика доходов населения СФО в сопоставимых и текущих ценах

На диаграмме рассеяния обе переменные коррелируют в прямом направлении, что показывает влияние данного фактора на потребление (Рис.3.).[7]

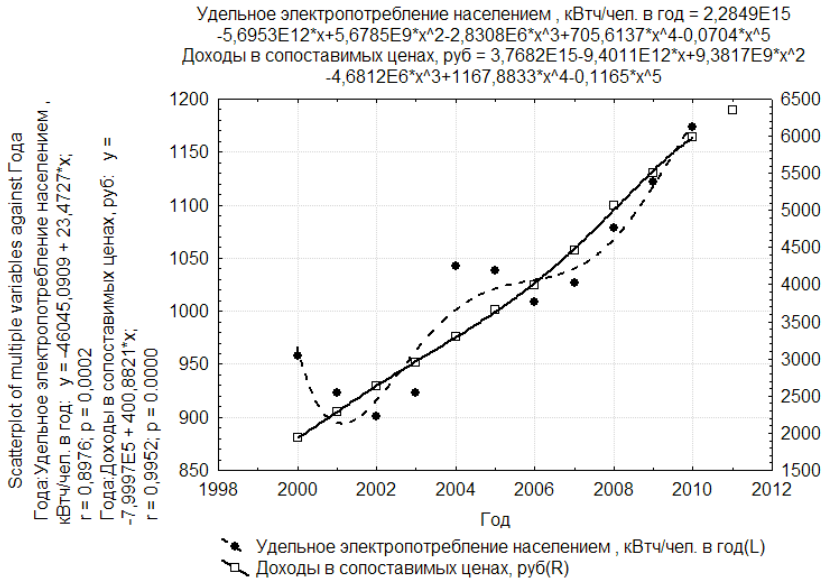


Рис. 3. Совмещенная диаграмма рассеяния переменных удельного электропотребления (кВтч/чел. в год) и среднедушевых доходов (руб.), 2000 – 2011гг. в текущих условиях

В сопоставимых условиях немного другая картина (Рис.4.), но заданные переменные продолжают быть напрямую зависимы.

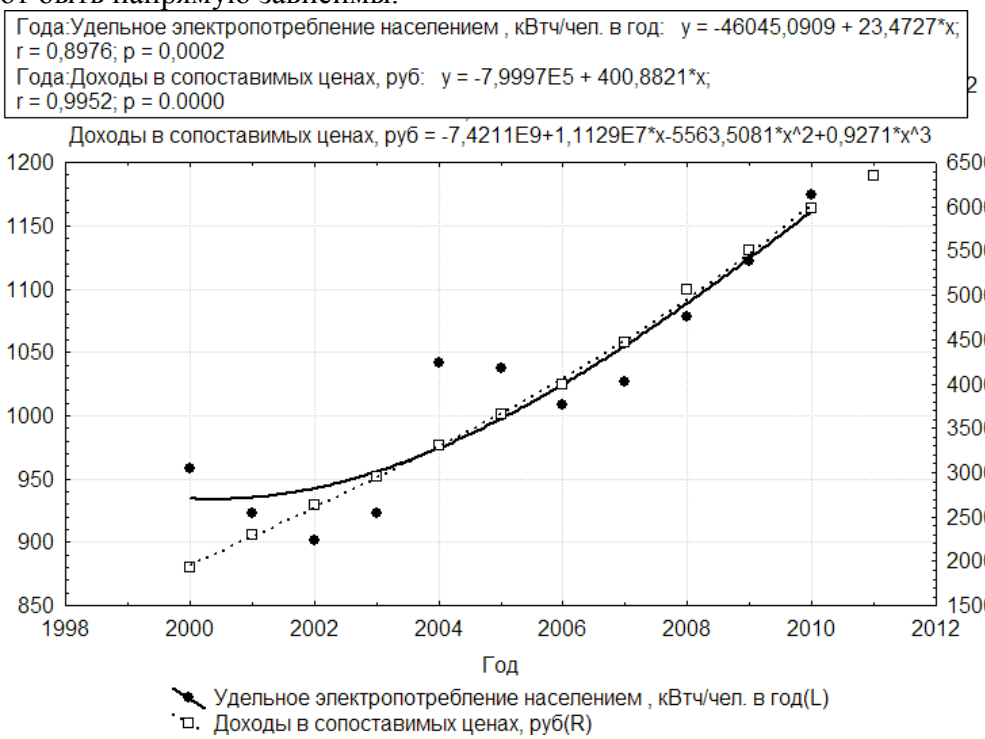


Рис. 4. Совмещенная диаграмма рассеяния переменных удельного электропотребления (кВтч/чел. в год) и среднедушевых доходов (руб.), 2000 – 2011гг. в сопоставимых условиях

Представленная на диаграммах зависимость свидетельствует о том, что рост доходов с 2000-2011 гг. несомненно, сыграл большую роль в формировании спроса на электроэнергию в быту, но не предполагает эффективное использование энергии. [6]

При помощи факторного графического анализа прикладной модели в программе STATISTICA получим следующее (Рис.5.):

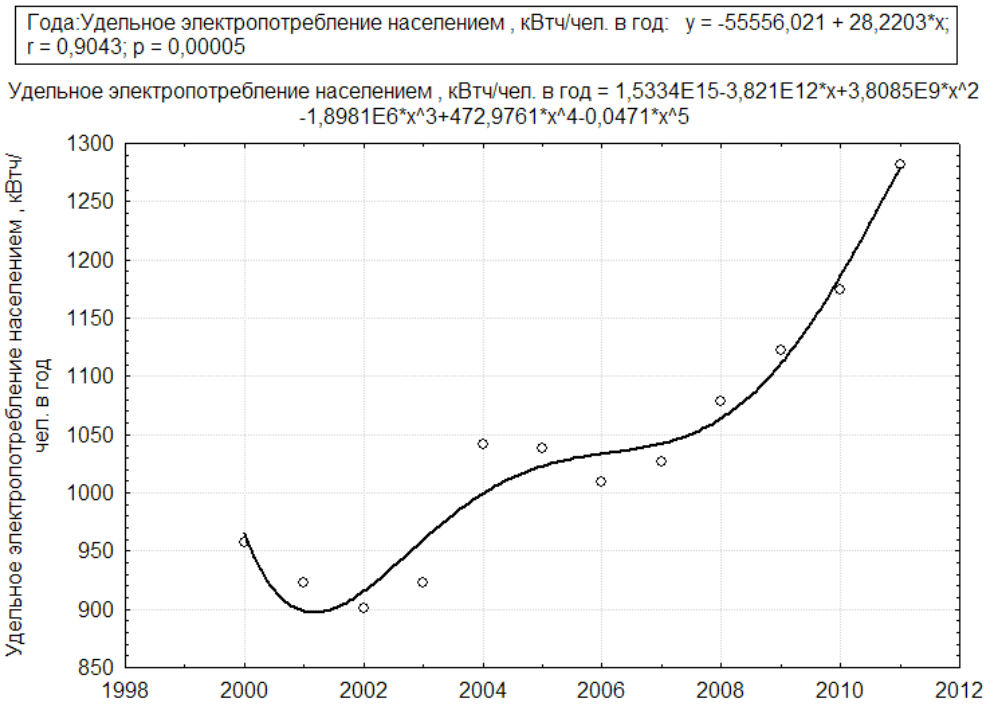


Рис.5. Диаграмма рассеяния удельного электропотребления населением СФО, кВтч/чел. , 2000-2011 гг.

При условии сохранения сложившихся тенденций получаем следующее уравнение прогноза потребления ЭЭ для населения:

$$W_н = 1,5334 - 3,82E12 \cdot x + 3,80E9 \cdot x^2 - 1,89E6 \cdot x^3 + 472,9 \cdot x^4 - 0,047 \cdot x^5 \quad (1)$$

Для расчета выбираем упрощенный вид:

$$W_н = -55556,021 + 28,2204 \cdot x \quad (2)$$

Пятый порядок квадратичного уравнения при расчете позволяет нам сделать более точный прогноз с погрешностью в районе ±5% до 2015 г.

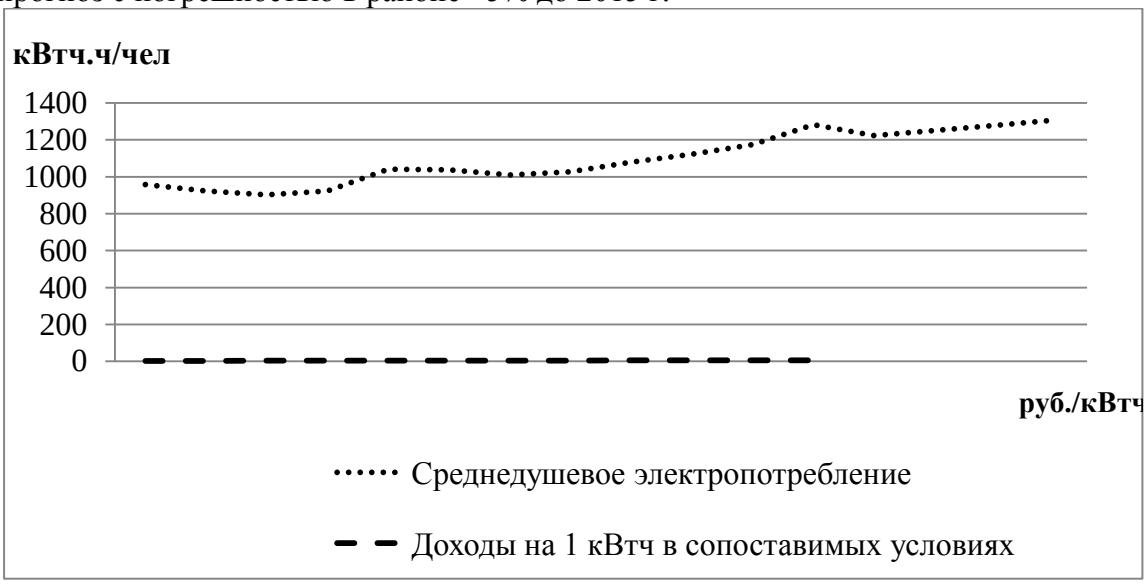


Рис.6. Динамика электропотребления и доходов на 1 чел. СФО с 2000-2015 гг.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С точки зрения реализации политики энергосбережения население – самая тяжелая категория потребителей и государство находится в поиске стимулирующих мер: увеличении тарифов, постановке вопроса о введении социальной нормы потребления ЭЭ и т.д.

Реализация этих мер будет возможна только при росте благосостояния граждан, который сопровождается устойчивым ростом потребления ЭЭ – противоречие.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Климова Г.Н., Литвак В.В. Семь проблем и семь ключей энергосбережения. – Томск: Издательство «Красное знамя», 2013. – 148с.
2. Климова Г.Н. Роль топливно-энергетического баланса в программе энергетической эффективности Томской области// Известия Томского политехнического университета, 2005. - т.308 - № 7. - с. 232-236.
3. Климова Г.Н., Литвак В.В., Яворский М.И. Оценка величины энергетических потребностей населения региона// Ресурсы регионов России, 2004. - № 5. - с. 20-24.
4. Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: [http://gks.ru];
5. Сибирский Федеральный Округ// Электронный ресурс: режим доступа [http://loi.sscc.ru/bdm/nso/attr/sfo/sfo.htm];
6. Прогнозирование объемов потребления электроэнергии//Электронный ресурс: режим доступа [http://www.statsoft.ru/solutions/];
7. Фирменное руководство по прикладному пакету STATISTICA 6.0. Система STATISTICA русифицирована сотрудниками российского представительства компании StatSoft.

Научный руководитель: Климова Г.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭПП, ЭНИН.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ УЛИЧНЫМ ОСВЕЩЕНИЕМ ПО РАЗЛИЧНЫМ КРИТЕРИЯМ

К.Р. Валиуллин
Оренбургский государственный университет

Сети уличного освещения являются важной составляющей коммунального хозяйства любого города. Современные осветительные сети, как правило, являются энергоемкими объектами, и для их эффективной работы требуется рациональная организация управления их электроснабжением. В связи с быстрым ростом городов и увеличением информационных потоков внутри города, к системам уличного освещения предъявляется множество требований. В первую очередь, это обеспечение комфорта жителей города и соответствие уровня освещенности нормативной документации [1]. СНиП 23-05-95 производят нормирование уровня горизонтальной освещенности дорожного покрытия в зависимости от интенсивности движения транспорта на данной дороге. Аналогичным образом производится нормирование для тротуаров, пешеходных дорожек и прилегающих территорий микрорайонов.

Следующее требование, которому должны удовлетворять системы уличного освещения – энергоэффективность. Вопрос повышения эффективности использования энергетических ресурсов является одной из наиболее важных проблем энергосбережения в Российской Федерации [2]. Увеличение энергоэффективности систем уличного освещения можно осуществить двумя методами - повышением эффективности отдельных светильников, путем замены устаревших дугоразрядных ламп на более экономичные и внедрением систем автоматического регулирования уличного освещения.

Еще одно немаловажное требование, предъявляемое к сетям уличного освещения – простота их обслуживания и мониторинга. В настоящее время, во многих сетях уличного освещения неисправности устраняются с большой задержкой, во время плановых ремонтов или после заявления граждан, обративших внимание на неработающий светильник. Таким

образом, резюмируя вышесказанное, можно сформировать ряд основных требований, предъявляемых к современным сетям уличного освещения:

-соответствие уровня освещенности нормативной документации;

-энергоэффективность;

-наличие системы оперативного мониторинга состояния установок уличного освещения;

-простота обслуживания и долгий срок эксплуатации;

-возможность расширения сети уличного освещения без значительных затрат и ее полного перестроения (актуально для растущих городов и вновь вводимых микрорайонов).

Обеспечение соответствия всем вышеперечисленным требованиям является комплексной инженерной задачей, которая должна решаться как на стадии проектирования системы уличного освещения, так и на стадии ее эксплуатации. Одним из путей обеспечения соответствия данным требованиям, является внедрение систем автоматического управления уличным освещением. В настоящее время данная проблема становится всё более актуальной, в связи с тем, что существующие сети уличного освещения морально и физически устаревают и требуют замены или модернизации. В связи с этим становится важным вопрос соответствия вновь вводимых систем управления уличным освещением вышеперечисленным требованиям, а также анализ их достоинств и недостатков, с целью оптимального выбора управляющей системы для каждого конкретного случая.

Существующие системы управления уличным освещением, можно классифицировать по критерию способа управления уличным освещением[3]. Рассмотрим подробнее каждый из них.

1) **Управление уличным освещением по заранее заданному графику.** При данном способе управления включение и отключение освещения происходит по заранее заданному графику. Критериями составления графика могут быть астрономические наблюдения о времени заката и восхода солнца, световые диаграммы места установки осветительных установок, либо другие критерии, важные для данной системы. В настоящее время, данный способ управления является наиболее распространенным в городах России. Рассмотрим данный способ управления с точки зрения критериев эффективности, представленных выше. При таком управлении, соответствие освещенности уровню нормативной документации должно закладываться на этапе проектирования системы освещения. Ввиду малой гибкости управляющего графика подобные системы не являются экономичными. Также стоит отметить, что в этом случае, система учитывает только один определенный критерий, по которому осуществляется управление (как правило, это освещенность). Для современных крупных городов наличие лишь одного критерия управления явно недостаточно. Кроме того, отсутствие обратных связей в таких системах, значительно снижает точность их работы при отклонениях внешних условий от заданного заранее графика. По той же причине в системе, организованной подобным образом, затруднен мониторинг состояния осветительных установок и их оперативное обслуживание в случае выхода из строя. Основным достоинством такой системы, является простота ее организации - не требуется разработка сложных алгоритмов управления, а для расширения сети требуется только увеличение мощности питающего лампы оборудования. Таким образом, системы управления по заранее заданному графику не отвечают большинству требований к современным сетям уличного освещения крупных городов, так как они не обеспечивают необходимый уровень гибкости и средства, затраченные электроэнергию, во время эксплуатации такой сети перекроют экономию от простоты ее организации. Однако, для небольших поселений и деревень, а также для наружного освещения крупных предприятий данный способ может быть использован из-за своей простоты.

2)Управление уличным освещением по данным, получаемым с датчиков с помощью жестких алгоритмов. В системах управления, организованных таким образом, появляется обратная связь – информация, получаемая с датчиков. Как правило, используются датчики освещенности и/или движения. Информация, получаемая с датчиков,

позволяет в режиме реального времени отслеживать состояние системы освещения, оценивать соответствие уровня освещенности нормативам, производить мониторинг энергопотребления и исправности светильников. Наличие оперативной информации позволяет уменьшать освещенность, а значит и мощность, потребляемую осветительными установками, не выходя за рамки, установленные нормативной документацией. Этот подход позволяет значительно увеличить энергоэффективность уличного освещения. Введение датчиков тока позволяет осуществлять мониторинг энергопотребления и отслеживать неисправности в системе. Подобные системы в настоящее время активно разрабатываются и внедряются как в России [4], так и за рубежом [5], [6]. Основным недостатком таких систем, является их большая стоимость, однако, как правило, начальные вложения окупаются за счет экономии электроэнергии. В системах управления с жесткими алгоритмами уменьшается влияние человека на систему управления, так как человеку затруднительно оперативно обработать информацию, поступающую с многочисленных датчиков и принять верное управляющее решение. Управляющие программы с жесткими алгоритмами лучше справляются с данной задачей, но в крупных городах, при наличии большого количества критериев эффективности, существенном влиянии случайности и неопределенности внешних факторов они не могут обеспечить принятия наиболее эффективного решения. В связи с этим, возникает следующий класс систем управления.

3) Интеллектуальные системы управления. В этих системах сохраняются все свойства предыдущего класса систем, но управление осуществляется не жестким алгоритмом, а с помощью средств искусственного интеллекта. Алгоритмы управления могут использовать нечеткую логику, нейронные сети, мультиагентный подход и/или другие методы мягкого управления. Сохраняя все преимущества систем с жесткими алгоритмами, интеллектуальные системы обеспечивают гибкость управления и обеспечивают наилучшие результаты в условиях неопределенности входных данных. Кроме того, интеллектуальные алгоритмы показывают свою высокую эффективность при наличии большого количества критериев управления в других областях хозяйства. В настоящее время, существуют научные разработки в данной области. В работе [7] приводится алгоритм системы управления уличным освещением на основе нечеткой логики, разработана система поддержки принятия решений и доказана экономическая эффективность такой системы. В работах [8], [9] рассматривается применение нейронных сетей для предсказания уровня загруженности улиц и принятия на основе этой информации решения о возможности диммирования освещения. Авторами получены результаты, доказывающие существенную экономию при использовании нейронных сетей в системе управления уличным освещением. Результаты сравнения различных систем управления освещением с точки зрения критериев, сформулированных автором в соответствии с нормативной документацией[1], законодательными актами [2] и опытом эксплуатации сетей уличного освещения[5] представлены в таблице 1.

Таблица 1 . Сравнение систем управления уличным освещением

	Соответствие нормативам	Энергоэффективность	Простота обслуживания	Возможности расширения
Управление по графику	Закладывается на этапе проектирования	Низкая, ввиду отсутствия гибкости	Высокая, из-за простоты самой системы	Легко расширяется
Управление по жестким алгоритмам	Закладывается на этапе составления алгоритмов управления	Высокая, но зависит от выбранного алгоритма управления	Высокая, благодаря наличию возможности мониторинга неисправностей	Необходимо изменение управляющих алгоритмов
Интеллектуальные системы управления	Отслеживается в режиме реального времени	Высокая	Высокая, благодаря наличию возможности мониторинга неисправностей	Система адаптируется к новым условиям и расширению

ВЫВОДЫ

1. Автором предложена система оценки качества управления уличным освещением. Данная система критериев основывается на существующей нормативной документации в области освещения, законодательных актах и опыте эксплуатации сетей уличного освещения.
2. Автором был проведен анализ существующих современных разработок в области управления уличным освещением с учетом предложенной системы критериев оценки, были отмечены их достоинства и недостатки.
3. Обоснована актуальность исследований в области разработки интеллектуальных систем управления уличным освещением в Российской Федерации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
2. Федеральный закон №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», от 23.11.2009.
3. Валиуллин К. Р., Семенова Н. Г. Анализ существующих систем управления уличным освещением. Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи: сборник трудов Российской молодежной научной конференции. В 2 т. Т. 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ООО «СКАН», 2013. – с 64-69.
4. Казаринов, Л. С. Разработка проектов энергоэффективных систем уличного освещения на основе инновационного технико-экономического механизма возвратно-целевого усиления бюджетного финансирования / Л. С. Казаринов, Т. А. Барбасова // Вестник ЮУрГУ Серия Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника..- 2011.- Вып. 14. № 23 (240).- С. 92-97
5. Эннс О. Интеллектуальные системы уличного освещения /О.Эннс //Энергосбережение. – 2008. - №1. – С. 58-62.

6. Elejoste P., Angulo I., Perallos A., Chertudi A., Zuazola I.J.G., Moreno A., Azpilicueta L., Astrain J.J., Falcone F., Villadangos J. An Easy to Deploy Street Light Control System Based on Wireless Communication and LED Technology. Sensors (Basel) 2013 May; 13(5): 6492–6523.
7. Краснокуцкий И. Н. Разработка алгоритма и средств управления системами электроснабжения осветительных установок на основе методов нечеткой логики [Текст] : автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук :05.14.02 / И. Н. Краснокуцкий. - Омск, 2011. - 20 с.
8. Alexandru Lavric, Valentin Popa. A traffic prediction algorithm for street lighting control efficiency. Journal of applied computer science & mathematics, no. 15(7)/2013, Suceava: p. 13-17
9. Stefano Pizzuti, Fabio Moretti, Mauro Annunziato. Advanced street lighting control through neural network ensembling. SMART 2013: The second international conference on smart systems, devices and technologies, ISBN: 978-1-61208-282-0, Rome, 2013: p 76-81

Научный руководитель: Н. Г. Семенова, д. пед. н., к. т. н., заведующий кафедрой теоретической и общей электротехники, ОГУ.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ПРИМЕРЕ СЭС ГОРОДА ОРЕНБУРГА

А.Д. Чернова
ФГБОУ Оренбургский государственный университет, Электроэнергетический факультет, аспирант

Одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны является развитие электрических сетей, под которым понимается оптимизация существующей электрической сети с учетом перспективы.

В настоящее время с помощью городских сетей распределяется около половины вырабатываемой в стране электроэнергии. Основные группы потребителей электроэнергии в системах электроснабжения Оренбурга представлены на рисунке 1[1].



Рис.1. Структура полезного электропотребления по основным отраслям хозяйственного комплекса г. Оренбурга

Как видно из структуры, промышленность и сектор коммунально-бытового хозяйства г. Оренбурга определяют основной спрос на электроэнергию и электрическую мощность. Поясним приведенную структуру.

В предыдущие годы объем потребления в промышленности г. Оренбурга был обусловлен возвратом в производство простаивающих мощностей, а затем и инвестиционной активностью предприятий. Масштаб электропотребления в коммунально-бытовом хозяйстве ранее определялся жилым сектором, а именно обустройством неблагоустроенного жилья. К настоящему моменту времени этот потенциал исчерпан, однако наблюдается тенденция строительства торговых, развлекательных, выставочных и спортивных центров.

Таким образом, потребление электроэнергии возрастает, в связи с чем, возникает задача по оптимизации системы электрических сетей города Оренбурга.

На первом этапе оптимизации системы электрических сетей определяются перспективные электрические нагрузки на 5-10 лет [2] при помощи расчетных программ, использующих методы математического моделирования и прогнозирования временных рядов, статистический и регрессионный анализ и др. [3]. Для получения итогового прогноза в базовый прогноз вносятся коррективы, основанные на экономических, производственных, социальных факторах, применении технологий энергосбережения[4]. Для учета неопределенности исходной информации и неоднозначности перспективы экономического развития могут быть представлены несколько прогнозов потребления по максимальному и расчетному варианту.

К следующему этапу относится описание существующего состояния энергосистемы с выявлением проблем. На основе анализа литературы [2] и программы развития энергосистемы г. Оренбурга на период до 2015 года автором были выделены следующие проблемы эксплуатации СЭС города Оренбурга:

1. Ограниченная территория и стесненные условия для выбора трасс КЛ и ВЛ, площадок ПС в городской черте, повышенные архитектурно-эстетические требования к сооружаемым элементам сети.

2. Неравномерность распределения нагрузки между трансформаторными подстанциями, линиями электропередач.

3. Отсутствие маневренности перевода нагрузки при повреждении трансформаторов и ЛЭП, перегрузка оставшегося в работе оборудования.

4. Высокий процент износа сетей и трансформаторных подстанций.

Заключительным этапом является принятие решения о конкретных мероприятиях, реализуемых при строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружение городских линий электропередач и подстанций. В результате проведенного сравнительного анализа [5] современных методов искусственного интеллекта автором предлагается использовать для разработки автоматизированной системы принятия решения по развитию электроснабжения района города нейросетевые технологии.

В таблице 1 автором представлены возможные пути решения обозначенных выше проблем с разделением предлагаемых мероприятий по объектам: подстанциям и линиям электропередач.

Таблица 1. Способы решения проблем СЭС города

Проблема	Стратегии устранения проблем	
	ЛЭП	ПС
Ограниченная территория	Сокращение количества ступеней напряжения путем перевода на более высокое	
	Замена нескольких параллельных линий одной ВЛ более высокого напряжения	Замена трансформаторов и перевод их на более высокое напряжение; сооружение ПС глубоких вводов.
Ограниченная территория	Минимизация размеров	
	Использование многоцепных линий; подвески на одних опорах ВЛ разных классов напряжений; строительство двух и более ВЛ по одной трассе	Сооружение закрытых ПС, установка большего числа трансформаторов на существующих ПС
Неравномерное распределение нагрузки, отсутствие маневренности ее перевода	Сокращение потерь	
	Оптимизация систем наружного освещения[6],сокращение протяженности распределительной сети 0,4 кВ	Использование силовых трансформаторов низким уровнем потерь; установка ИРМ и регулирующих устройств
	Изменение структуры	
	Строительство кольцевой сети всех напряжений с целью организации необходимого сетевого резервирования; ликвидация встречных потоков мощности	Строительство новых подстанций, для крупных городов строительство подстанций 220–330 кВ, для осуществления связи с сетью энергосистемы
Износ сетей и трансформаторных подстанций	Замена оборудования	
	Замена проводов на новые большего сечения; замена дефектных проводов, тросов и опор ВЛ; замена ВЛ на КЛ; демонтаж изношенных ВЛ, потерявших свое значение вследствие появления новых шунтирующий связей	Замена трансформаторов, коммутационных аппаратов, установка ИРМ, замена или установка новых устройств РЗ, ПА, диспетчерского и технологического управления

ВЫВОДЫ:

1. В статье автором проанализировано текущее состояние энергосистемы и выявлены основные проблемы электрических сетей города Оренбурга.

2. Предложены стратегии по устранению выявленных проблем с целью оптимизации СЭС города.

3. Для принятия решения о выборе наиболее эффективной стратегии предложено использовать системы автоматизированной поддержки принятия решений, основанные на методах искусственного интеллекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Программа развития системы электроснабжения города Оренбурга до 2015 года. Оренбург: Издание Оренбургэнерго.
2. Карапетян И. Г., Шапиро И. М., Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Энас,2012. 376 с.
3. Галушкин А.И. Применение нейрокомпьютеров в энергетических системах [Электронный ресурс]// Научный центр нейрокомпьютеров:[сайт].[2014].URl:http://www.icmm.ru/~masich/win/lexion/neyro/energy.htm

4.Методические рекомендации по проектированию Развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003 от 30.06.03
5. Чернова А.Д., Семенова Н. Г. Методы искусственного интеллекта, применяемые для решения задач энергообеспечения. Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Сборник материалов Всероссийской студенческой олимпиады, научно-практической конференции с международным участием и выставки работ студентов, аспирантов и молодых ученых. Екатеринбург: УрФУ, 2013. С. 234-237
6. Валиуллин К. Р., Семенова Н. Г. Анализ существующих систем управления уличным освещением. Энергетика, электромехани-ка и энергоэффективные технологии глазами молодежи: сборник трудов Российской молодежной научной конференции. В 2 т. Т. 2 / Томский политехнический университет. Томск: Изд-во ООО «СКАН», 2013. С. 64-69.

Научный руководитель: Н. Г. Семенова, д. пед. н., к. т. н., заведующий кафедрой теоретической и общей электротехники, ОГУ.

АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Д.С. Кунулеков
Национальный исследовательский томский политехнический университет,
энергетический институт, кафедра электромеханических комплексов и материалов

Силовые трансформаторы являются в электрических сетях и системах основными элементами, определяющими надежность и экономичность их функционирования. Аварийные отключения или отказы в работе приводят к значительным убыткам.

Стоимость одного силового трансформатора в среднем достигает 250 тыс. - 1,5 млн. долл. США, а с демонтажем поврежденного трансформатора, транспортными расходами, с работами по восстановлению и монтажом нового – достигает 2,5 млн.

На данный момент в Казахстане (как в прочем и в России) отработали свой нормативный срок службы в 25 лет (ГОСТ 11677-85) большая часть силовых трансформаторов. В связи с этим все большее значение приобретает проблема оценки возможности дальнейшей эксплуатации вырабатывающий свой нормативный ресурс оборудования и продления срока службы[1].

Обеспечение надёжной, бесперебойной работы силовых трансформаторов необходимо, в первую очередь, для предотвращения аварийных последствий, таких как, пожары из-за внутренних повреждений трансформатора или выбросы масла[2].

Во избежание таких повреждений силовых трансформаторов необходимо усиление прочности бака, предотвращение растекания масла, автоматическое пожаротушение, соответствующее устройство мембран, быстродействующие защитные системы. Вопросы транспортабельности требуют тщательной проработки при подготовке к транспортировке и проектировании, так как силовые трансформаторы необходимо перевозить в собранном виде, и транспортные габариты ограничены. Дабы не допустить появления дефектов, которые впоследствии могут привести к аварии.

На работу трансформатора влияют как анормальные режимы работы энергосистемы, так и сильные внешние воздействия. Перечислим основные воздействия и их последствия.

Коммутационные и грозовые перенапряжения, приводящие к повреждениям главной и витковой изоляции при недостаточных запасах их электрической прочности.

Повышения рабочего напряжения вызывающие перевозбуждение трансформаторов. Перевозбуждение магнитной системы приводит к повышенному нагреву не только сердечника, так и конструкционных стальных деталей, что опасно для изоляции соприкасающаяся с ними.

Токи Короткого Замыкания воздействующие ударными механическими воздействиями на обмотки. Опасное влияние со стороны сети является воздействие на трансформаторы токов коротких замыканий, вызывающих повреждения и деформацию обмоток при их динамической нестойкости.

При включении токи намагничивания, приводят к повреждению обмоток из-за механических и электрических переходных процессов. Причиной броска тока намагничивания сердечника может быть включение силового трансформатора с сеть. Так, для трансформатора мощностью 1000 МВ-А блока АЭС на мгновение по причине броска тока при включении на стороны ВН для генераторов создается режим форсировки возбуждения. Очень много зависит от конструкции сердечника, из-за остаточной в сердечнике трансформатора вызывает бросок тока при включении. Разрабатываются способы снижения и ликвидации бросков тока.

Перегрузка трансформатора по току. Так же на продолжительность службы силового трансформатора влияет по причине старения режим нагрузки.

В жаркое время года опасное влияние оказывает тепловое воздействие перегрузок, которые становятся причиной выхода из строя герметичных вводов ВН. Наиболее нагретые верхние слои масла нагревают данные вводы в нижней части. В результате таких повреждений образуется желтый налет внутри покрышки. [3].

Проанализируем повреждаемость силовых трансформаторов 110 кВ ТЭЦ-3 АО «Павлодарэнерго» и ТЭЦ-1 ОАО «АЛЮМИНИЙ КАЗАХСТАНА», г. Павлодара за 2009-2011 годы. В результате наблюдений за двухлетний период получено сорок пять значений наработок до отказа трансформаторов.

Распределение повреждений в зависимости от места повреждения (узла/системы) трансформатора, приведено в таблице.

Наиболее часто повреждается витковая изоляция – 10 случаев (22%), причиной возникновения неисправности могут быть старение изоляции, постоянные перегрузки, динамические усилия при коротких замыканиях.

Второе место среди причин повреждений занимают вводы – 8 случаев (17%), основные неисправности связаны с увлажнением и загрязнением изоляции негерметичных вводов, что приводит к развитию теплового и электрического пробоя изоляции ввода. Также неисправности связаны с отложением осадка на внутренней поверхности фарфора и на поверхности остова. Они адсорбируют влагу и загрязнения, в том числе металлосодержащие. И приводит к возникновению проводящих дорожек, развитию разрядов и пробою масляного канала ввода. Также случаи течи масла из вводов через резиновые прокладки. Возможно вызванные дефектами монтажа, ремонта и эксплуатации. Что приводит к снижению давления масла, нарушению герметичности, попаданию влаги и воздуха во ввод.

Таблица1 - Распределение повреждений

Поврежденный узел	**Количество**	**%**
Междуфазная изоляция	2	4,45
Обмотки и изоляция (из-за динамических усилий)	7	15,55
Витковая изоляция	10	22,23
Переключатели ответвлений	6	13,33
Активная сталь	1	2,23
Вводы	8	17,77
Отводы	1	2,23
Токоведущие части	3	6,66
Бак	3	6,66
Радиаторы	1	2,23
Прочие	3	6,66
Итого	45	100

Третье место занимают по повреждаемости обмотки – 7 случаев (15%). Наиболее часто обмотки выходят из строя по причине плохих контактных соединений и витковых КЗ.

Следующее место среди причин повреждения занимают недостатки переключающих устройств, которые начинаются с 14 лет эксплуатации. Максимальное количество повреждений переключающих устройств при 15-23 годов эксплуатации трансформаторов. Неисправности связаны с отсутствием контакта и оплавлением контактной поверхности.

Дефекты проходной изоляции, бака, фильтров, радиаторов, неисправности системы охлаждения малочисленны, но не менее опасны.

Не редко, трансформаторы отключаются в результате недостатков релейной защиты. В последнее время наблюдается возрастания таких отказов, что скорее всего связана с нехваткой квалифицированных релейщиков и большой текучкой кадров в группах РЗиА. Хотя такая тенденция характерна для всего обслуживающего персонала ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3.

Проанализировав собранные данные определим вероятность безотказной работы трансформаторов 110 кВ ТЭЦ-3 АО «Павлодарэнерго» и ТЭЦ-1 ОАО «АЛЮМИНИЙ КАЗАХСТАНА», г. Павлодара за двухлетний период. Времени $t_i = 4000, 10000, 18000$ ч, если интенсивность отказов $\lambda = 2{,}4 \cdot 10^{-4}$ч$^{-1}$. Закон распределения отказов экспоненциальный.

При экспоненциальном законе распределения справедливы соотношения:

$$P(t) = e^{-\lambda t};\ f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{\lambda};\ \ \lambda = const$$

Отсюда

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{\lambda} = \frac{10^4}{2.4} = 4166 \text{ ч};$$

$$P(4000) = exp\left[-\frac{4000}{4166}\right] = e^{-0.96} = 0.625$$

$$P(10000) = exp\left[-\frac{10000}{4166}\right] = e^{-2.4} = 0.427$$

$$P(18000) = exp\left[-\frac{18000}{4166}\right] = e^{-4.32} = 0.284$$

В результате полученных расчетных данных строим график зависимости вероятности безотказной работы от времени $P(t) = e^{-\lambda t}$ трансформаторов 110 кВ, изображенный на рис. 1.

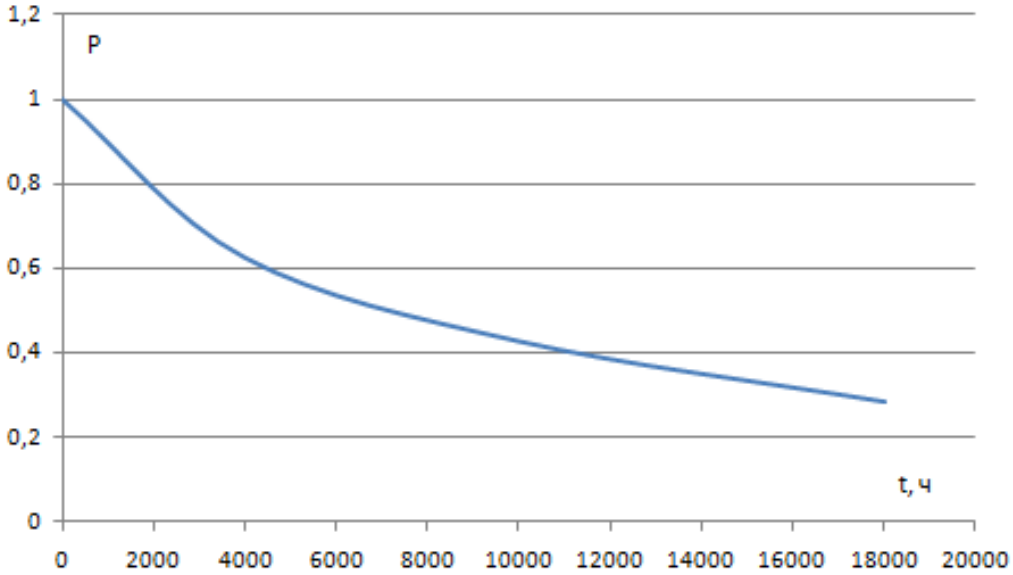


Рис. 1. Вероятность безотказной работы трансформаторов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что с увеличением времени эксплуатации трансформаторов (находящиеся в работе более 25 лет), вероятность безотказной работы будет снижается согласно кривой рис.1. Следовательно, требует более тщательного обслуживания, проведения капитальных ремонтов или замены устаревшего оборудования, в случая нерентабельности дальнейшей эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чупак Т. М. Прогнозирование технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов дис. канд. тех. наук. – Красноярс, 2007. – 196 с.
2. Аль Хамри Саид Сейф Сабир Исследование дефектов в силовых трансформаторах и разработка мероприятий по повышению эффективности их диагностирования: дис. канд. тех. наук. – Иванова, 2005. – 152 с.
3. Ярославкина Е. Е. Информационно-измерительная система стендовых испытаний силовых трансформаторов в режимах холостого хода и короткого замыкания: дис. канд. тех. наук. – Самара, 2010. – 168 с.

Научный руководитель: О.П. Муравлев, доктор технических наук, профессор, ТПУ, ЭНИН, ЭКМ.

ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ ПО РАЗОМКНУТЫМ САМОКОМПЕНСИРУЕМЫМ ЛИНИЯМ

Е.М. Шишков, В.Г. Гольдштейн
Самарский государственный технический университет

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) сверхвысоких (СВН) и ультравысоких напряжений (УВН) в настоящее время успешно применяются для решения двух основных задач. Первая из них – организация межсистемных связей крупных электроэнергетических систем. Вторая – организация передачи больших электрических мощностей из районов генерации, в которых сосредоточены энергоресурсы, в районы их потребления – густонаселённые городские агломерации и промышленные центры. В частности, для

решения этих задач в 1980-х гг. начал реализовываться проект электропередачи 1150 кВ «Сибирь-Центр». В этих же целях Государственной Сетевой Компанией Китая реализуется проект «супергрида», представляющий из себя сеть переменного тока 1000 кВ, объединяющую энергосистемы Центра, Севера и Востока КНР [1].

Неотъемлемой частью ВЛ СВН являются установки продольной компенсации (УПК) – устанавливаемые на переключательных пунктах батареи статических конденсаторов, необходимые для снижения общего индуктивного сопротивления ВЛ, повышения пропускной способности и улучшения статической устойчивости. В отечественной практике УПК были применены ещё при сооружении первой ВЛ СВН – «Куйбышев – Москва» в 1950-х гг. В свете развития технологий FACTS тема управления, оптимизации и повышения эффективности работы УПК в последние годы становится всё более актуальной [2, 3].

Несмотря на то, что в ВЛ СВН и УВН имеются с избытком, как ёмкость, так и индуктивность, все современные конструкция требуют дополнительного использования емкостных УПК, а также устройств поперечной компенсации – шунтирующих реакторов. В 1957 г. в работе профессора Н.Ф. Ракушева [4] была предложена такая конструкция ВЛ, в которой продольная ёмкость и поперечная индуктивность могли бы взаимно компенсировать друг друга.

В предложенной конструкции (рис. 1) в каждой фазе ВЛ один провод был присоединен к выводу повышающего трансформатора, а другой – к сборным шинам приемной подстанции. Согласно предположению, Н.Ф. Ракушева, при достаточной длине линии взаимная емкостная проводимость, созданная между обоими проводами, могла бы полностью скомпенсировать собственную индуктивность линии, к которой в данном случае необходимо добавить еще и взаимную индуктивность между обоими параллельными проводами.

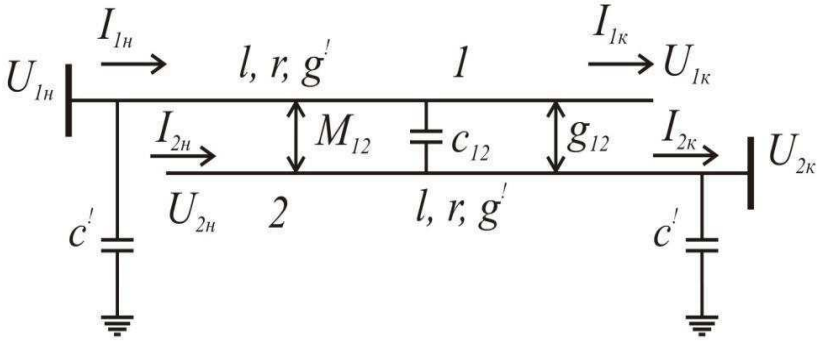


Рис. 1. Принципиальная схема фазы разомкнутой линии.

Вместо точечного компенсирования посредством сосредоточенных емкостей в предложенной линии происходил процесс непрерывного компенсирования на протяжении всей длины линии. Передача энергии происходит по разомкнутой линии, оба провода которой в каждой фазе проложены рядом друг с другом и образуют последовательный конденсатор, откуда и получается название рассматриваемого способа – передача по разомкнутым линиям.

Сделанное в исследовании [4] допущение о параметрической трёхфазной симметрии разомкнутой ВЛ, по существу не согласуется с реальной физической картиной её установившегося режима поскольку принципы симметрии, принятые в неявном виде, были неприменимы для предложенных практических конструкций разомкнутой ВЛ. Кроме того, он не использовал для создания математических моделей матричные методы, поскольку в простейшем случае установившийся режим разомкнутой ВЛ описывался комплексной системой алгебраических уравнений шестого порядка, причём в этой модели речь о симметрии идти не может. Также необходимо отметить отсутствие в то время реальной

возможности использования средств вычислительной техники, необходимых для построения моделей ВЛ. В связи с этим в исследованиях Н.Ф. Ракушева анализировались экономически неоправданные конструкции, основанные на одиночных двухпроводных линиях с индивидуальной подвеской на опорах и разделением фазы не более, чем на два провода.

По мнению авторов настоящей работы, наиболее целесообразно для решения научно-практической задачи проектирования разомкнутых ВЛ использовать реальные возможности конструкций расщеплённых фаз ВЛ с непроводящими изоляционными распорками [5]. Часть расщепленных составляющих каждой фазы, в соответствии с обозначениями ри. 1, работают, как прямые (индекс 1), часть – как обратные (индекс 2). К распоркам при этом не предъявляются высокие требования по электрической прочности, поскольку разности потенциалов между названными фазными составляющими невелики по определению и специфике конструкции. При необходимости защиты концевых участков в местах размыкания от импульсных перенапряжений возможно использование ограничителей перенапряжений.

Для того чтобы решить вопрос о целесообразности использования разомкнутых ВЛ, необходимо определить условия взаимной компенсации действия емкости и индуктивности расщепленных фазных проводов, что требует формирования математической модели многопроводной разомкнутой ВЛ и разработки методики расчёта её установившегося режима в фазных координатах. Для этого можно использовать принципы и пути реализации математических моделей многопроводной ВЛ, предложенные в [6].

Для простоты приведём результат вывода уравнения состояния одноцепной разомкнутой ВЛ, каждая из фаз которой расщеплена только на две составляющих. Соответствующая модель процессов, протекающих в такой линии, изображена на рис. 2.



Рис. 2. Модель разомкнутой линии приразмыкания фазы на два провода.

Значения параметров режима определяются по выражениям

$$\mathrm{U}_{н2} = CI_{н1} - \mathrm{DU}_{н1},\ \ \mathrm{U}_{к1} = \mathrm{EU}_{н1} - \mathrm{FI}_{н1},$$

$$\mathrm{U}_{к2} = \mathrm{AU}_{н1} + \mathrm{BI}_{н1},\ \ \mathrm{I}_{к2} = \mathrm{GU}_{н1} + \mathrm{HI}_{н1},$$

где коэффициенты A, B, C, D, E, F, G, H определяются, как

$$\mathrm{A} = (\delta - \kappa \mathrm{D}),\ \mathrm{B} = \kappa C,\ \mathrm{C} = (\mathrm{Y}_{н1н2} - \mathrm{Y}_{н1к1}\gamma^{-1}\beta + \mathrm{Y}_{н1к2}\kappa),$$

$$\mathrm{D} = (\mathrm{Y}_{н1н2} - \mathrm{Y}_{н1к1}\gamma^{-1}\beta + \mathrm{Y}_{н1к2}\kappa)^{-1} \cdot (\mathrm{Y}_{н1н1} - \mathrm{Y}_{н1к1}\gamma^{-1}\alpha + \mathrm{Y}_{н1к2}\delta),$$

$$\mathrm{E} = (\gamma^{-1}\beta \mathrm{D} - \gamma^{-1}\alpha),\ \mathrm{F} = \gamma^{-1}\beta,$$

$$G = \left(Y_{к2н1} - Y_{к2н2}D + Y_{к2к1}\gamma^{-1}\beta D - Y_{к2к1}\gamma^{-1}\alpha + Y_{к2к2}\delta - Y_{к2к2}\kappa D\right),$$
$$H = \left(Y_{к2н2}C - Y_{к2к1}\gamma^{-1}\beta C + Y_{к2к2}\kappa C\right).$$

В свою очередь,

$$\alpha = \left(Y_{к1н1} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н1}\right), \beta = \left(Y_{к1н2} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н2}\right), \gamma = \left(Y_{к1к1} - Y_{к1к2}Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1}\right)$$
$$, \delta = (Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1}\gamma^{-1}\alpha - Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н1}),$$
$$\kappa = (Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2к1}\gamma^{-1}\beta - Y_{н2к2}^{-1}Y_{н2н2}).$$

В приведённых выше выражениях $Y_{н1н1}$, $Y_{н1н2}$, $Y_{н1к1}$, $Y_{н1к2}$ и т.д. являются квадратными матрицами третьего порядка – подматрицами матрицы узловых проводимостей Y_y, составленной в соответствии с рекомендациями [6] для схемы, изображённой на рис. 2.

Данные выражения для расчета режима может быть применены для любого реального числа составляющих разомкнутой фазы, причем, как было сказано выше, возможно неравное количество прямых и обратных составляющих. Отличие от приведенного расчета будет заключаться в размерности матриц токов и напряжений, и, соответственно, всех подматриц матрицы узловых проводимостей Y_y, которые необходимо будет расширить, например, при расщеплении на 4 провода в два раза, для 6 - в три раза. Алгоритм расчёта аналогичен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенная в настоящей работе конструкция разомкнутых многопроводных ВЛ, использующая расщепление фазных проводов для создания прямых и обратных составляющих, является очевидно более эффективной в сравнении с исходной [4], поскольку допускает возможность реконструкции существующих ВЛ с превращением их в разомкнутые.

Выражения для расчёта установившихся режимов разомкнутых ВЛ необходимы для исследования влияния изменений геометрических характеристик линии (междуфазного расстояния, высоты подвеса проводников, высоты подвеса и количество грозозащитных тросов и т.п.) на величину потерь мощности в линии, и последующего формирования обоснованных рекомендаций по проектированию разомкнутых линий с наименьшими потерями мощности.

В числе прочих задач, которые необходимо проработать в отношении разомкнутых ВЛ – создание средств и методики защиты линии от перенапряжений, разработка рекомендаций по использованию устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, разработка рекомендаций по эксплуатации и обслуживанию. Особого внимания также требует вопрос о надёжности как самих разомкнутых ВЛ, так и о их влиянии на надёжность электроэнергетических систем, которые они соединяют.

Также интересной представляется возможность применения принципа построения разомкнутой ВЛ к кабельным линиям СВН. Поскольку кабельные линии обладают значительно большей в сравнении с ВЛ поперечной ёмкостью, эффективная длина разомкнутого участка для них составит на порядок меньшее значение, чем для ВЛ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ChongqingKang, XinyuChen, QianyaoXu и др. Balance of Power // IEEE Power&Energy Magazine. 2013. Т.11. №5. С. 56-64.
2. Некукар А.Р. Выбор расположения установок распределенной продольной емкостной компенсации на линии электропередачи // Вестник МЭИ. 2010. № 4. С. 5-11.
3. Зарудский Г.К., Радилов Т.В. Расчёт установившихся режимов электропередачи сверхвысокого напряжения, оснащённой устройствами гибких электропередач // Электричество. 2014. №1. С. 2-11.

4. Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. М.: Госэнергоиздат, 1957. 160 с.
5. Пат. 130458 РФ, МПК8 H 02 J 3/20. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока / В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Самарский государственный технический университет". № 2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. №20.
6. Шишков Е.М. Анализ установившихся режимов многоцепных воздушных линий электропередачи. // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2013. – №3. – С. 47-52.

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УМНОГО ГОРОДА ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЕГО ИНФРАСТРУКТУРЫ

Ю.Г. Федоров
ОАО «Системный оператор ЕЭС»

Развитие общества в странах с развитой рыночной экономикой и социальными институтами в настоящее время рассматривается как комплексная задача достижения благополучия. При этом благополучие оценивается уже не только уровнем совокупного дохода, но и системой показателей, отражающих социальную сферу, что в целом характеризует «качество жизни» [1]. На фоне стремительного технологического развития современного общества формируются условия для практической реализации задачи повышения «качества жизни» на новом технологическом уровне.

Социальное и технологическое развитие тесно связанны между собой и оказывают совместное воздействие на социотехнические системы, ярким примером которых являются электроэнергетические системы [2]. Взаимозависимость социальной и технической составляющих системы отражается в организации электроснабжения (централизованное/децентрализованное), характере электропотребления (промышленное/бытовое), форме реализации инновационных проектов (системные/несистемные) и др.

Повышенное внимание современного общества к интересам и запросам индивидуума способствует формированию клиентоориентированных систем электроснабжения с акцентом на качество обслуживания конечных потребителей. В целом задача повышения «качества жизни» в условиях интенсивной урбанизации формулируется, в первую очередь, применительно к крупным городам и мегаполисам.

В мире накоплен богатый опыт управления территориальным развитием на национальном и региональном уровнях, а также планирования городских агломераций [3]. Развитие городской среды представляет собой чередующиеся этапы нарастания проблем и посткризисной трансформации. При этом современный опыт показывает, что успешное развитие городов регионального значения напрямую связано с наличием программы взаимодействия субъектов и применением распределенного типа управления. В начале XXI века территориальное развитие связывают с концепцией «Smartcity» – умного города.

В целом, можно выделить несколько основных направлений при формировании умного города, которые в данном контексте получают характеристику «Smart» [4]:

- экономика (предпринимательство, гибкость рынка труда, способность к изменениям и др.);

- окружающая среда (защита окружающей среды и управление ресурсами);

- управление (партнерство при выработке решений, общественные и социальные услуги, прозрачное правительство);

- среда обитания (жилой сектор, здравоохранение и образование, сплоченность общества и безопасность личности, культура);

- транспорт и связь (доступность, ICT инфраструктура);

- люди (квалификация и творческая активность, социальное и этническое разнообразие, участие в общественной жизни).

При комплексном подходе в поле зрения «генерального проектировщика» города попадает все большее количество сфер жизнеобеспечения: энергоснабжение и коммунальное хозяйство, транспорт и логистика, недвижимость, бизнес и финансы, здравоохранение и образование, общественная безопасность, утилизация отходов и др.

Пионером в области «Smartcity» в Европе считается г. Амстердам (Голландия), за ним последовали другие города [5]. В США известны проекты в Нью-Йорке и Сиэтле, в Азии можно выделить проект в г. Йокогама (Япония). Все проекты умного города реализуются во взаимодействии широкого круга участников, включая: представителей власти всех уровней, бизнеса, энергокомпаний, производителей силового оборудования, компании телекоммуникационного сектора, научные организации и университеты, девелоперов и жителей города.

Первоначально проекты умного города были ориентированы на повышение энергетической эффективности и уменьшение количества вредных выбросов. В настоящее время внимание уделяется организации системы управления городским хозяйством в целом для создания комфортных условий жизнедеятельности и устойчивого развития.

Важной инфраструктурной составляющей умного города является «Smartgrid» – умная система энергоснабжения, в которой можно выделить три основные системы: электро-, тепло- и газоснабжения. Объединяющую роль выполняет информационно-коммуникационная система, обеспечивающая обмен информацией и управляющими сигналами как внутри систем, так и между ними. В целом, системы энергоснабжения умного города являются взаимосвязанными, что проявляется, например, в частичной взаимозаменяемости ресурсов, величине располагаемой мощности тепловых электростанций с тепловым отбором, надежности источников энергии на природном газе и т.д.

Отличительными чертами умной системы энергоснабжения являются: эффективное использование энергии, надежное функционирование и адаптивность к меняющимся условиям, которая включает возможность гибкого участия субъектов рынка, в т.ч. потребителей, в режимном и противоаварийном управлении в соответствии с их индивидуальными особенностями.

Среди основных требований к умной системе электроснабжения необходимо выделить следующие [6]:

- оптимальный выбор состава генерирующих источников, в т.ч. распределенной генерации, в оперативном режиме;

- интеграция в энергосистему разнородных источников электроэнергии, в том числе возобновляемых, и накопителей энергии;

- автоматическое обнаружение и устранение последствий нарушений в работе энергосистемы на локальном и системном уровнях;

- двусторонняя связь с потребителями по системам интеллектуального учета и управление электропотреблением;

- устойчивость к воздействию угроз безопасности – физической, информационной и ресурсной;

- оптимальное использование и обслуживание производственных фондов электроэнергетики.

Переход к умным системам электроснабжения в городах связан с постепенной трансформацией существующей инфраструктуры в ходе комплексных проектов по созданию новой городской среды на определенной территории. Применительно к г. Москве данные

проекты представляют интерес в связи с интенсивным развитием: расширением территории («Новая Москва»), выводом промышленных предприятий из города, строительством крупных логистических, выставочных и бизнес центров, формированием высокотехнологичных кластеров и технопарков, реорганизацией публичного пространства и т.д.

Для г. Москвы характерны существенные особенности в организации энергоснабжения: высокая плотность населения и территориальной застройки, большая плотность электрической нагрузки и устойчивый рост электропотребления, высокая концентрация мощности на энергообъектах, высокая доля комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, низкая доля электропотребления в промышленности и высокая доля электропотребления бытового сектора и сферы услуг, а также значительная доля потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении [7].

Развитие Московской энергосистемы сталкивается с необходимостью решения целого ряда задач: ограничения токов КЗ, компенсации реактивной мощности, присоединения новых потребителей, обеспечения качества электроэнергии, надежного энергоснабжения инфраструктурных объектов мегаполиса и др. Применение технологий «Smartgrid» может помочь в решении задач развития энергосистемы на высоком напряжении и в распределительном секторе [6,7]:

- новые материалы для силового энергетического и электротехнического оборудования позволяют сократить занимаемую оборудованием полезную площадь, повысить номинальные параметры, а также ресурс и продолжительность межсервисного интервала;
- мощные преобразователи напряжения способны обеспечить управление перетоками активной мощности в сложнозамкнутой электрической сети, снизить уровень токов КЗ, а также осуществлять управление напряжением;
- накопители электрической и тепловой энергии позволяют сгладить пиковое потребление в энергосистеме и повысить надежность энергоснабжения конечных потребителей;
- источники распределенной генерации, в т.ч. на базе котельных, позволяют увеличить надежность локальных систем энергоснабжения при максимально эффективном использовании энергоресурсов;
- новое коммутационное оборудование и средства автоматизации электрической сети позволяют осуществлять ее быстрое секционирование и реконфигурацию в случае нарушений;
- системы векторных измерений дают качественно новую информацию о переходных процессах в энергосистеме;
- цифровые системы учета у потребителей предоставляют широкие возможности для управления потреблением;
- технологии параллельных вычислений и распределенного управления позволяют оценивать риски нарушений в работе энергосистемы и вырабатывать ответные действия в реальном времени;
- развитые системы диагностики и контроля состояния оборудования предоставляют гибко подходить к определению допустимой нагрузки и необходимости проведения технического обслуживания.

Обеспечение надежности энергосистемы при планировании связано с анализом рисков в покрытии энергопотребления и обеспечения устойчивости при возмущениях. При этом наличие взаимосвязей в сложной системе энергоснабжения умного города, с одной стороны, и новые средства обеспечения надежности в умной энергосистеме, с другой стороны, обуславливают необходимость расширения области анализа возможных угроз.

Развитие методов оценки режимной надежности энергосистемы и ее живучести при сверхрасчетных возмущениях связано с применением вероятностных методов анализа риска.

Примеры внедрения вероятностных подходов к оценке надежности в практику проектирования и управления энергосистемой приведены в [8,9].

В работе [10] по анализу Московской энергосистемы на соответствие новому классу возмущений – погашение электростанции или подстанции – дана укрупненная оценка риска погашения распределительного устройства (РУ) подстанций или электростанций в результате случайных отказов. Смоделировано порядка 300 послеаварийных режимов, возникающих в результате указанных возмущений в сети 220 кВ и выше, в т.ч. на объектах г. Москвы. Выявлены случаи перегрузки оборудования и необходимости применения противоаварийного управления, для ряда случаев найдено соответствующее управляющее воздействие. В части оценки живучести энергосистемы определены границы возможного района каскадного развития аварии при полном погашении подстанции 500 кВ Очаково на основании анализа послеаварийных режимов и переходных процессов.

Расчеты показали, что при погашении всех РУ и погашении РУ одного класса напряжения на объектах Московской энергосистемы требования к параметрам послеаварийного режима не выполняются в 45% и 23% случаев соответственно. Вероятность возникновения данных событий за год оценивается значениями 0,0005–0,001 и 0,1–0,01 соответственно в зависимости от схемы РУ. Из анализа следуют рекомендации о необходимости снижения концентрации мощности на энергообъектах, развития электрической сети, повышения надежности типовых схем РУ и снижения вероятность погашения РУ при нормативных возмущениях, а также о необходимости повышения надежности электроснабжения важных потребителей. В первую очередь, данные требования необходимо учитывать при сооружении новых энергообъектов и развитии энергосистемы на новых территориях.

ВЫВОДЫ:

1. Планирование умного города базируется на комплексном подходе к организации дружественной среды обитания и жизнедеятельности, включая экономические, экологические, управленческие, коммуникационные, социальные и личностные аспекты взаимодействия власти, бизнеса и общества.

2. Система энергоснабжения умного города представляет инфраструктурную основу функционирования городского хозяйства и обеспечивает эффективное использование энергии, обладая способностью к самодиагностике и самовосстановлению, адаптивностью к меняющимся условиям функционирования.

3. Применение устройств на базе силовой электроники, развитых систем измерения и диагностики, накопителей энергии, развитых средств вычислений и информационного обмена позволяет помочь в решении ряда задач при развитии энергосистемы г. Москвы. Энергоснабжение новых территорий г. Москвы и реконструируемых объектов города целесообразно осуществлять в рамках специального проекта умного города с умной системой энергоснабжения.

4. Анализ рисков погашения крупных энергообъектов г. Москвы показывает необходимость снижения концентрации мощности на объектах, развития электрической сети, повышения надежности схем РУ, а также надежности электроснабжения инфраструктурных объектов в ходе развития энергосистемы города.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Сакс Дж. Цена цивилизации // Пер. с англ. А. Калинина; под ред. Ю.В. Григорьевой. М.: Изд-во Института Гайдара, 2012. 352 с.
2. Бутырин П.А. Электротехника и общество: взаимосвязанное развитие // Изв. РАН. Энергетика. 2008. № 6. С. 49-70
3. Глазычев В.Л. Город без границ. М.: Издательский дом «Территория будущего», 2011. 400 с.
4. Smart cities – Ranking of European medium-sized cities / Final report of a research project. Centre of Regional Science, Vienna UT. 2007. 28 p.

5. R. Achaerandio, R. Bigliani, G. Gallott, F. Maldonado, J. Curto, Smart Cities Analysis in Spain / White paper. IDC. 2011. 42 p.
6. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Анализ условий развития интеллектуальных энергосистем с учетом особенностей надежности и стандартизации // Энергетическая политика. 2012. №1. С. 27-41.
7. Шульгинов Н.Г., Кучеров Ю.Н., Чемоданов В.И., Утц Н.Н., Ярош Д.Н. Основные направления развития энергосистемы Московского региона // ЭЛЕКТРО. Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. 2012. № 1. С. 2-10.
8. PilotProbabilisticAssessment/ NERCreport. 2012. 30 p.
9. N. Machado, S.A. de Graaff, R. Pestana, Risk assessment methodology – Running tests at the Portuguese TSO / 45-th CIGRE Session, 24-29 August 2014, Paris. Setofpapers, C2-212.
10. Анализ соответствия современного состояния Московской энергосистемы требованиям по надежности проекта Технологических правил работы ЭЭС и оценка возможностей приведения Московской энергосистемы к данным требованиям / Отчет № 9655-09 (в 3 т.). ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». 2012. 268 с.

Научный руководитель: В.В. Бушуев, д.т.н., профессор, генеральный директор ЗАО «ГУ Институт энергетической стратегии».

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ АКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГРОЗОЗАЩИТНОГО ТРОСА НА ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

С.В. Воробьев, В.Ф. Воробьев, А.В. Гусенков
ФБГОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, Электроэнергетический факультет, кафедра Высоковольтные электроэнергетика, электротехника и электрофизика

Воздушные линии электропередачи (ВЛЭП), как и все оборудование электроэнергетических систем, защищают от воздействия молний [1]. Основным элементом грозозащиты ВЛЭП являются металлические тросы, монтируемые на опорах выше фазных проводов. В процессе эксплуатации металлические грозозащитные тросы ВЛЭП стареют (прежде всего из-за коррозии) и требуют замены. Несвоевременная замена металлического грозозащитного троса приводит к его обрыву и аварийным отключениям ВЛЭП. В настоящее время по данным [2] такие аварии с тросами приводят в среднем к одному устойчивому отключению в год на 1000 км линии, что соизмеримо с аварийностью гирлянд изоляторов. Экономические трудности, связанные с финансированием ремонтных работ на электропередачах, приводят часто к принятию необоснованных решений о снятии тросов грозозащиты с ВЛЭП. Однако принятые решения и представленные рекомендации до сих пор не получили должного теоретического обоснования. Так, следует учитывать, что повышение числа отключения вследствие прямых ударов молнии в ВЛЭП, приведет не только к снижению надежности электроснабжения, но и к повреждению подстанционного оборудования и интенсивному износу изоляции. Одним из возможных путей выхода из сложившейся ситуации может стать использование коррозионностойких грозозащитных тросов на полимерной основе. Однако материалы с подобными характеристиками, как правило, имеют повышенное удельное активное сопротивление. По этой причине необходимо

провести анализ влияния величины активного сопротивления троса на грозоупорность ВЛЭП.

Методика расчета основывается на математической модели троса с распределенными параметрами, в которой принят ряд допущений:

1. трос однороден, и каждый его участок имеет одинаковые параметры;

2. при распространении волны напряжения по тросу не учитывается эффект короны;

3. токи утечки по изоляции ВЛЭП равны нулю.

С учетом принятых допущений, грозозащитный трос может быть представлен в виде схемы замещения, приведенной на рисунке 1, в которой множество соединенных в цепочку элементов dx имеют сопротивление r_0dx, индуктивность L_0dx, емкость C_0dx.

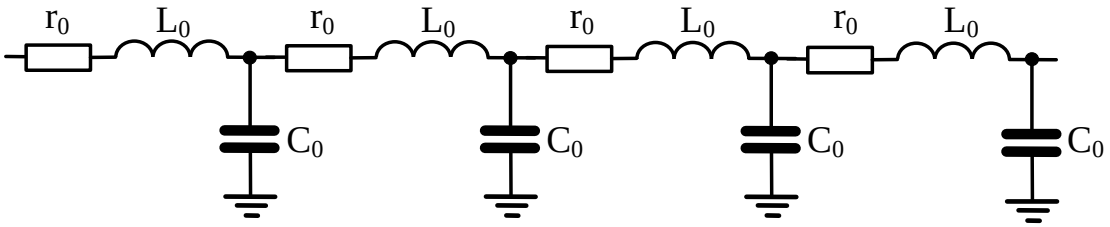


Рис. 1 Схема замещения грозотроса с распределенными параметрами

Мгновенные значения тока и напряжения в начале выбранного участка обозначим u и i, а в конце участка - $(u+\frac{\partial u}{\partial x}dx)$ и $(i+\frac{\partial i}{\partial x}dx)$. Тогда математическая модель троса, описывающая изменение напряжений и токов в пространстве и времени, представляет собой систему дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} -\frac{\partial u}{\partial x} = r_0 + L_0\frac{\partial i}{\partial t} & (1); \\ -\frac{\partial i}{\partial x} = C_0\frac{\partial u}{\partial t} & (2). \end{cases}$$

Для решения системы дифференциальных уравнений приведенную систему уравнений необходимо преобразовать в дифференциальное уравнение относительно i. Продифференцировав уравнение (2) по t, получим:

$$-\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = C_0\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right) \qquad (3).$$

Подставив в (3) уравнение (1) и выполнив преобразования, получим гиперболическое дифференциальное уравнение второго порядка или волновое уравнение:

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = r_0C_0\frac{\partial i}{\partial t} + L_0C_0\frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \qquad (4).$$

Для нахождения изменяющегося во времени распределения тока молнии вдоль грозозащитного троса воспользуемся численными методами решения. Для этого уравнение (4) приведем к простому алгебраическому уравнению, воспользовавшись разностной схемой, т. е. заменив производные разностями. После замены производных разностями уравнение (4) примет следующий вид:

$$\frac{i_{x+1}^t - 2i_x^t + i_{x-1}^t}{h^2} = r_0C_0\frac{i_x^t - i_x^{t-1}}{\tau^2} + L_0C_0\frac{i_x^{t+1} - 2i_x^t + i_x^{t-1}}{\tau^2} \qquad (5).$$

Разрешив это уравнение, относительно i_x^{t+1}, получим явную схему решения

неоднородного дифференциального уравнения второго порядка:

$$i_x^{t+1} = (2i_x^t + i_x^{t-1}) - \frac{r_0}{L_0}(i_x^t - i_x^{t-1})\tau + \frac{1}{L_0 C_0}\frac{(i_{x+1}^t - 2i_x^t + i_{x-1}^t)\tau^2}{h^2} \quad (6).$$

Проведенные расчеты показали, что при повышении активного погонного сопротивления грозозащитного троса происходит снижение амплитуды и крутизны волны тока при подходе ее к опоре (рис. 2).

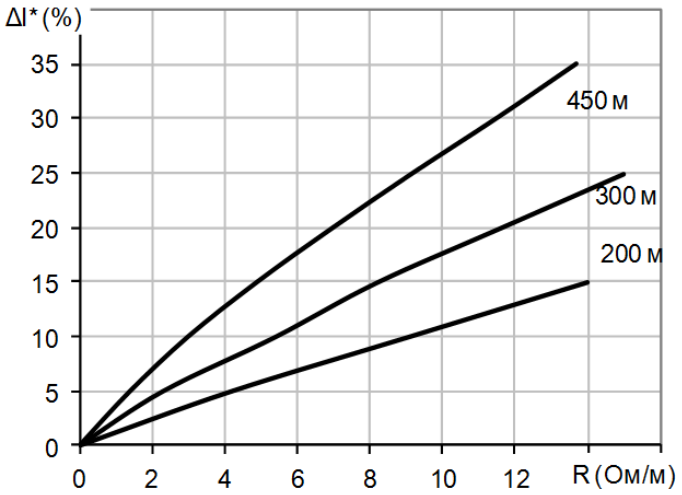


Рис. 2 Зависимость относительного снижения амплитуды тока молнии ($\Delta I^{*=}1\text{-}I_R/I$) на подходе к опоре от удельного активного сопротивления грозозащитного троса при различных длинах пролета ВЛЭП

Снижение амплитуды волны тока происходит за счет активных потерь в проводе, которые расходуются на нагрев провода. Поскольку активное сопротивление является удельным параметром на единицу длины, то на величину снижения амплитуды волны также влияет и длина пролета (см. рис. 2). При пробеге волны тока по тросу с повышенным активным сопротивлением изменяется также крутизна фронта тока молнии. Изменение крутизны фронта волны тока объясняется физическими процессами, аналогичными процессам, происходящим с фронтом волны при наличии короны на проводе (рис. 3). Предположим, что волна тока состоит из множества волн с малыми амплитудами наложенных друг на друга с малым отставанием по времени. Через небольшой промежуток времени после пробега волной некоторого расстояния, амплитуда тока каждой волны снизится за счет активных потерь в тросе, а отставание по времени останется неизменным (см. рис.3). Таким образом, при неизменной длине фронта снижение амплитуды тока волны приведет к снижению крутизны фронта волны тока.

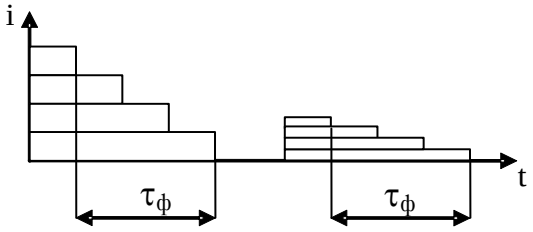


Рис. 3. Пояснения к процессу уменьшения крутизны волны тока

В соответствии с принятой методикой расчета грозоупорности [3] общее число отключений $n_г$ на 100 км и 100 грозовых часов ВЛЭП от удара молнии, рассчитывается по следующей формуле:

$$n_г = n_{on} + n_{mp} + n_{np} \quad (7).$$

где $n_{оп}$ - число отключений при ударе молнии в опору;

$n_{тр}$ - число отключений при ударе молнии в трос;

$n_{пр}$ - число отключений при прорыве молнии на провод.

В работе [4] приведены выводы, из которых следует, что при повышении удельного активного сопротивления грозозащитного троса до величины $R_{ТР}$=14 (Ом/м), число отключений ВЛЭП при ударе молнии в середину пролета снижается на 50%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ-7).– 7-е изд. – М.: Юрайт, 2007. – 399 с.
2. Дьяков А. Ф., Федосенко Р. Я. Об эффективности грозозащитных тросов ВЛ // Электрические станции. – 1991. №9. – с. 66-72.
3. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.
4. Воробьев С.В., Гусенков А.В. Применение грозотросов из полимерных материалов с повышенной электропроводностью // Энергетик. – 2013. № 10. – с. 43-44.

Научный руководитель: А.В. Гусенков, к.т.н., доцент, проректор по учебной работе ИГЭУ.

АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

С.А. Дмитриев, А. И Хальясмаа, Д. А. Балтин, Н. А. Бабушкина
ФГАОУВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Уральский энергетический институт, кафедра «Автоматизированных электрических систем»

Введение. В современных условиях управление сетевым комплексом неразрывно связано с широким использованием автоматизированных систем поддержки принятия решений. Внедрение современных систем мониторинга, диагностики, новых измерительных средств, а также систем передачи и хранения информации о состоянии объектов и схемно-режимных параметров позволяет создать комплекс средств автоматизации для управления жизненным циклом электрооборудования и линий электропередачи.

Управление жизненным циклом оборудования электрических станций (ЭС) и подстанций (ПС) в свою очередь дает возможность не только продлевать его срок эксплуатации, но и оценить его остаточный ресурс, что на сегодняшний день, для любого энергетического предприятия является как с технической, так и с экономической точки зрения первостепенной задачей.

Авторами в [1,2] была предложена методика оценки фактического состояния электрооборудования ЭС и ПС на основе гибридных нейронных сетей, которая была апробирована для оценки состояния силовых трансформаторов 110-220 кВ части энергоузла Свердловской области, а многочисленные результаты расчетов подтвердили адекватность разработанного решения. Такая система оценки фактического состояния может являться первым шагом для создания методики расчета остаточного ресурса оборудования.

Но внедрение таких систем в информационную среду любого энергетического предприятия, во-первых, влечет за собой большие финансовые вложения, а во-вторых, технические вопросы реализации таких систем. Все выше сказанное должно также обязательно учитываться при внедрении автоматизированных систем оценки фактического состояния (АСОФС) электрооборудования ЭС и ПС.

Анализ внедрения АСОФС электрооборудования. Для анализа внедрения АСОФС электрооборудования ЭС и ПС необходимо в первую очередь определиться с критериями оценки, так как критерии могут иметь как количественный, так и качественный характер. В данном случае оценить качественные критерии достоверно не представляется возможным, в то время как количественные, могут в достаточной степени отразить эффект от внедрения АСОФС.

Рассмотрим случай, когда энергетическое предприятие самостоятельно разрабатывает АСОФС. Время, необходимое для разработки, принято равным 1 году, срок внедрения продукта и обучения персонала также принимаем 1 год. Тогда затраты на создание такой системы составят около 1,9 млн. рублей. Естественно, что в случае заказа разработки АСОФС у сторонней организации, ее стоимость будет выше.

Согласно [3] эффективность внедрения предложенной АСОФС оценивалась на основе статических (основанные на учетных ставках) и динамических (основанные на дисконтированных оценках) методов оценки эффективности проекта.

В данном случае к статическим критерирям оценки эффективности можно отнести: срок окупаемости проекта и коэффициент эффективности инвестиций. Коэффициент эффективности инвестиций рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathrm{ARR} = \frac{\mathrm{E_a}}{\mathrm{C}}, \qquad (1)$$

где $\mathrm{E_a}$ – ожидаемая условно-годовая экономия, C – величина затрат на разработку и внедрение системы.

Отсюда производится оценка ожидаемого срока окупаемости проекта:

$$\mathrm{PP} = \frac{1}{\mathrm{ARR}}. \qquad (2)$$

Среди динамических критериев эффективности выделяют следующие: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), внутренняя норма рентабельности. Расчет ЧДД производится по следующему выражению:

$$\mathrm{NPV} = \mathrm{E_a} \cdot \sum_{t=1}^{T_n} \frac{1}{(1+\mathrm{E})^t} - \mathrm{C}, \qquad (3)$$

где E – постоянная норма дисконта, $\mathrm{T_n}$ – нормативный срок окупаемости. Выражение для расчета ИД выглядит следующим образом:

$$\mathrm{PI} = \frac{1}{\mathrm{C}} \cdot \sum_{t=1}^{T_n} \frac{\mathrm{E_a}}{(1+\mathrm{E})^t}. \qquad (4)$$

Видно, что в принятый нормативный срок окупаемости (5 лет) ЧДД составил свыше 3,7 млн. руб., а значение ИД много больше 1 – инвестиции в проект более чем оправданы. Дисконтированный срок окупаемости составит 3,25 лет, его можно определить в соответствии с выражением 5.

$$\mathrm{DPP} = \min \mathrm{T}, \text{ при котором } \sum_{t=1}^{T} \frac{\mathrm{E_a}}{(1+\mathrm{E})^t} \geq \mathrm{C}. \qquad (5)$$

В таблице 1 приведены расчетные параметры эффективности внедрения АСОФС.

Таблица 1

Параметры эффективности внедрения АСОФС

Параметр		Значение
Затраты на оплату труда	до внедрения	2032200 руб./год
	после внедрения	671300 руб./год

Затраты на работу ПК и накладные расходы и т.п.	до внедрения	373700 руб./год
	после внедрения	174300 руб./год
Суммарные затраты	до внедрения	2407820 руб./год
	после внедрения	845500 руб./год
Стоимость разработки и внедрения		1874900 руб.
Ожидаемая условно-годовая экономия		1562350 руб./год
Ожидаемый годовой экономический эффект		1187350 руб./год
Чистый дисконтированный доход		672200 руб.
Внутренняя норма рентабельности		29,01%
Дисконтированный срок окупаемости		3,25 лет

Применение АСОФС на микропроцессорной базе с функциями диагностики в реальном времени позволяет своевременно выявлять повреждения оборудования, снижает вероятность его аварийных отказов, что достигается благодаря обнаружению повреждения на начальной стадии его формирования. Для заранее описанных отказов данная система позволяет снизить стоимость ремонтных работ, поскольку применяемые меры основаны на данных фактического состояния оборудования, а не сведений планово-предупредительного обслуживания.

Рассмотренная методика показывает, что, в случае применения хорошо функционирующей АСОФС энергетического оборудования, операционные издержки на обслуживание основных элементов энергосистемы, находящихся в группе риска, в среднесрочной перспективе снижается на 6%.

Анализ внедрения АСОФС для силовых трансформаторов. Исследования отказов силовых трансформаторов [4] показывают, что силовые трансформаторы относятся к группе риска, т.к. эксплуатируются свыше 25 лет, что превышает стандартный срок службы такого оборудования. Количество отказов, возникающих на ранних стадиях эксплуатации, крайне мало – в основном оно вызвано ошибками проектирования и браком при производстве, и составляет менее 2% от общего число отказов [5]. С увеличением срока службы вероятность отказов резко возрастает.

Для оценки эффективности использования ресурсов энергетических предприятий в случае применения АСОФС для екатеринбургской распределительной сети была произведена оценка затрат на обслуживание находящихся в зоне риска силовых трансформаторов на классе напряжения 110 кВ.

Таблица 2

Оценка экономической эффективности применения АСОФС для силовых трансформаторов

Параметр		Значение
Количество силовых трансформаторов 110 кВ		124 шт.
Стоимость силовых трансформаторов		3213000 тыс. руб.
Общая стоимость текущего обслуживания и ремонтов		89964 тыс. руб./год
Общая стоимость текущего обслуживания и ремонтов трансформаторов, отнесенных к группе риска	до внедрения	54878 тыс. руб./год
	после внедрения	3293 тыс. руб./год
Годовой эффект от использования автоматизированной системы		3293 тыс. руб.

Расчет показал, что даже с учетом ряда допущений и неточностей, эффективность

внедрения АСОФС в инструментарий ремонтных служб электросетевых предприятий достаточно высока.

С учетом общеэкономического положительного эффекта от своевременного обслуживания электрооборудования (а равно увеличения срока его службы), внедрение данной АСОФС не только повысит рентабельность и конкурентоспособность предприятия, но и обеспечит существенное повышение точности оценки фактического состояния электросетевых объектов.

В долгосрочной перспективе оценка, представленная в таблице 2, позволит создать систему для снижения числа аварийных отказов оборудования в распределительной электрической сети. Следует отметить, что эффективность АСОФС обуславливается не только снижением затрат на текущий ремонт и обслуживание энергетического оборудования, но и улучшением надежности электроснабжения потребителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существующие системы оценки фактического состояния основаны на адаптивных принципах решения многокритериальных проблем на основе неунифицированной информации. Данная АСОФС электрооборудования ЭС и ПС разработана с целью создания электрической сети нового поколения. Современные интеллектуальные методики, доступность большого объема исходных данных и пр. позволяет сделать возможным внедрение подобных систем.

Произведенная оценка экономической эффективности достаточно четко иллюстрирует целесообразность внедрения АСОФС в информацию среду ЭС и ПС. Создание АСОФС – это первый шаг к созданию и внедрению системы управления рисками в распределительной электрической сети.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хальясмаа А. И., Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Глушков Д. А. Вопросы реализации систем оценки фактического состояния электрооборудования для энергетических предприятий // Научное обозрение. №4. 2014. С. 241-245.
2. Хальясмаа А. И., Дмитриев С. А., Кокин С. Е. Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса // Промышленная энергетика. 2014. №2. С. 36-40.
3. А. В. Земцов Оценка эффективности инвестиционного проекта // Методический журнал Банковское кредитование. 2008. №6.
4. William H., Bartley P.E. Analysis of transformer failures // International association of engineering insurers. 36-th Annual conference.Стокгольм. 2003.С. 13.
5. W. C. Flores, E. E. Mombell, J. A. Jardini. Expert system for the assessment of power transformer insulation condition based on type-2 fuzzy logic systems // Expert Syst Appl. 2011.Том 38. С. 8119-8127.

Научный руководитель: С. А. Дмитриев, канд. техн. наук, доцент, ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Уральский энергетический институт, кафедра «Автоматизированных электрических систем».

ИЗМЕНЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭЦ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ОСНОВОПОЛАГАЮЩИХ ФАКТОРОВ

Р.А. Клименков, А.С. Ведерников, А.С. Гнеушев, Е.А. Балукова
Самарский государственный технический университет, г. Самара

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) является разновидностью тепловой электростанции, которая помимо производства электроэнергии является источником тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения[1]. Электрическая энергия, расходуемая на собственные нужды (СН) ТЭЦ, соизмерима с генерируемой мощностью турбогенератора и используется для приготовления топлива, подачи питательной воды и воздуха в паровые котлы и т.п. Потребление электрической энергии и мощности на собственные нужды электростанций определяется в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка как потребление электрической энергии и мощности, необходимое для функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии, и потребление, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства тепловой и электрической энергии на электростанциях, и не включает потребление электрической энергии и мощности в объёмах поставки потребителям на розничном рынке и иным организациям[2].

Новая модель оптового рынка электроэнергии, включающая в себя «рынок на сутки вперёд» (РСВ), основой которого является конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток, ставит перед производителями непростую задачу по снижению стоимости электроэнергии[3]. Кроме того, прогнозирование электропотребления собственных нужд является основой для планирования нормальных режимов работы при управлении энергохозяйством. На основании проведённого прогноза рассчитываются действительные и оптимальные режимы работы электрических систем. В связи с этим возникает необходимость точного прогнозирования электропотребления собственных нужд.

Ниже приводится анализ параметров, способных повлиять на величину СН и требующих учёта при прогнозировании электропотребления СН. В качестве исходных данных используются данные по Самарской ТЭЦ, выраженные почасовыми значениями за 2009-2010 г.г. из архивов системы АСКУЭ.

Генерация активной мощности и тепловой энергии, безусловно, являются важнейшими при количественной оценке СН. Потребление на обеспечение технологического процесса выработки тепловой и электрической энергии является базовой частью величины СН. Из графиков, представленных на рис.1 видна взаимосвязь между генерацией активной мощности, отпуском тепловой энергии и потреблением электроэнергии на собственные нужды.

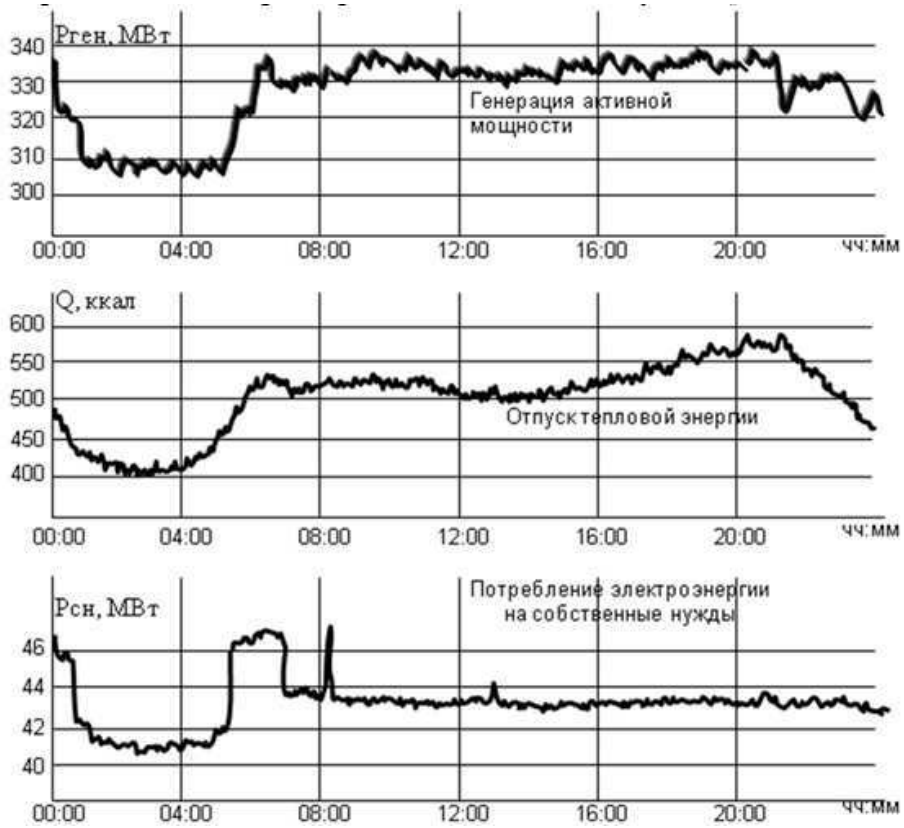


Рис.1 Взаимосвязь между генерацией активной мощности, тепловой энергией и потреблением электроэнергии на собственные нужды.

Влияние температуры наружного воздуха определяется расходом электроэнергии на отопление и обогрев. Колебания температуры вызывают изменения в планируемом количестве электроэнергии на обогрев. Наиболее значительны колебания температур в зимний, т.е. отопительный сезон. Расход энергии в этот период наиболее чувствителен к температуре воздуха. В летний период года с изменением температуры связаны затраты электроэнергии на вентиляцию, охлаждение в компрессорных, холодильниках, кондиционерных установках. С увеличением количества работающего оборудования увеличивается электропотребление собственных нужд станции.

При проведении анализа влияния температуры наружного воздуха на график СН годовой период был разбит на два. В отопительный период как видно из диаграммы (рис. 2) имеется высокая отрицательная корреляционная связь – r=-0,6966. Несмотря на такую высокую корреляцию между исследуемыми величинами, нельзя утверждать о наличии сильного влияния температуры наружного воздуха на график нагрузки СН. Температура скорее влияет на количественную оценку отпускаемого тепла, но с другой стороны от температуры зависит потребление тепла и электроэнергии в цехах и административных помещениях, а значит, фактическое значение температуры должно влиять на потребление собственных нужд[4]. В летний период (рис.3) между температурой и графиком мощности потребления собственных нужд корреляционная связь практически отсутствует (r=0,12664), что подтверждает вывод из диаграммы рассеяния, показанной на рис. 2.

Вывод оборудования в холодный резерв, капитальный ремонт и прочие изменения в технологическом процессе станции оказывают большое влияние на электропотребление СН, так как каждая энергетическая и генерирующая установка имеет собственный набор вспомогательного оборудования со своими особенностями режима работы и электропотреблением. Поэтому ещё одним фактором, оказывающим воздействие на величину электропотребления СН, являются периоды останова генерирующего и энергетического оборудования.

В заключение стоит отметить, что современные методы расчёта СН, используемые на ТЭЦ позволяют довольно точно рассчитать режим работы основного оборудования ТЭЦ: электродвигателей различных насосов и вентиляторов, осветительную нагрузку цехов и административных помещений, питание систем охлаждения.

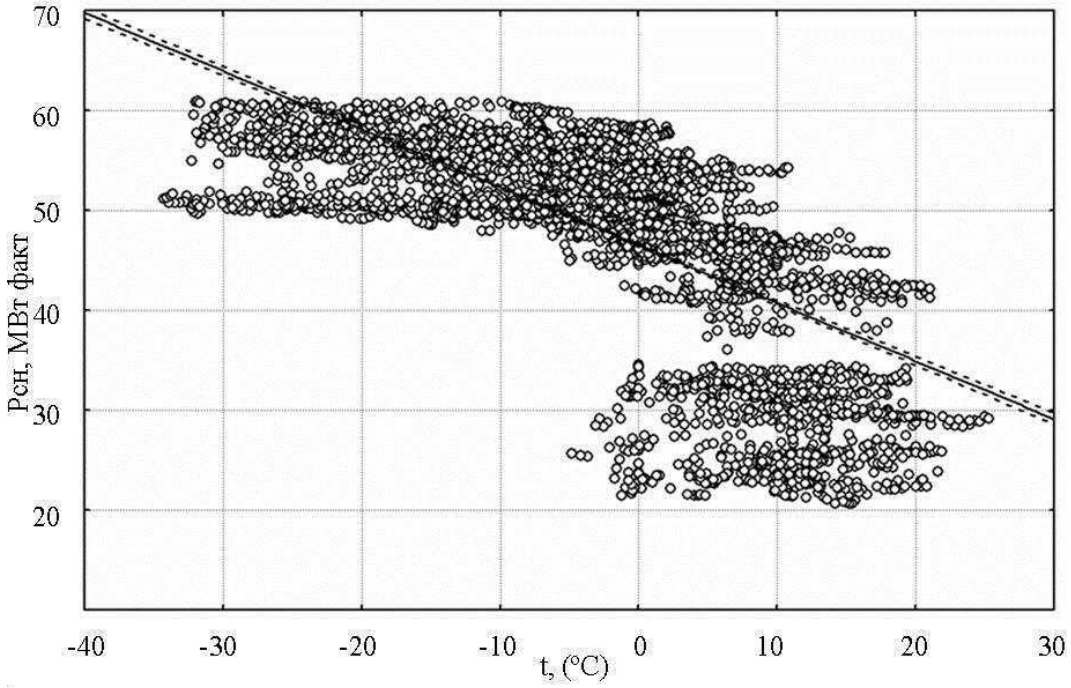


Рис. 2. Диаграмма рассеяния величины СН от температуры наружного воздуха (отопительный период)

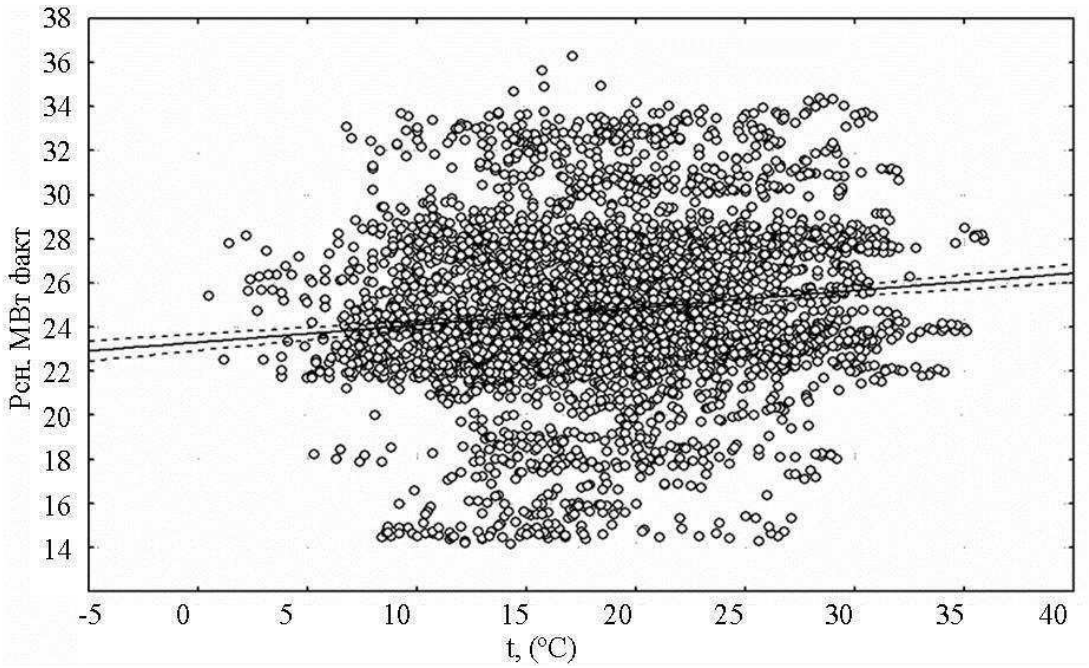


Рис. 3. Диаграмма рассеяния величины СН от температуры наружного воздуха (летний период)

Однако они не учитывают многие другие факторы. Качество прогноза во многом зависит и от выбранной математической модели. Имеющиеся в эксплуатации методы оперативного и краткосрочного прогнозирования не удовлетворяют в полной мере

технологии их использования при управлении режимами. Основным недостатком существующих методов является необходимость построения модели нагрузки и постоянное уточнение готовой модели. Другим недостатком этих методов является неточное установление соотношения между входными и выходными переменными, так как зависимости между ними нелинейные. Всё это негативно сказывается на точности прогнозов электрической нагрузки СН.

Для более точного прогнозирования необходимо создать методику расчёта СН, которая бы учитывала параметры, способные повлиять на величину электропотребления СН. Следующим шагом должно стать создание модели, позволяющей оценить методику расчёта СН. Несмотря на всю сложность проведения анализа зависимости между параметрами, влияющими на величину электропотребления СН, создание рабочей модели позволит решить многие проблемы оперативного и краткосрочного прогнозирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. А.Д.Трухний. Основы современной энергетики. М.: МЭИ. 2008.
2. Постановление от 27 декабря 2010 г. N 1172 правительства Российской Федерации об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности.
3. «Теоретические и практические основы рынка электроэнергии»: учеб. пособие / Б. К. Максимов, В. В. Молодюк. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008. — 292 с., ил.
4. Алексеева И. Ю., Ведерников А. С., Бахонин А. А. Прогнозирование режимных параметров и характеристик потребления электроэнергии на базе технологий искусственного интеллекта. // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тезисы докладов XIV международной научно-технической конференции студентов и аспирантов. – М.: МЭИ, 2007.

Научный руководитель: А.С. Ведерников, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электрические станции» СамГТУ.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УЗЛОВОЙ ЦЕНЫ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Т.Ю. Паниковская[1], Е.П. Шалина[1], Д.А. Чечушков[2], Д.С. Яковенко[3]

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина

([1]УралЭНИН, кафедра ТВН, [2]УралЭНИН, кафедра ТВН, аспирант,[3]ФТИ, кафедра ФМиПКК, гр. Фт-410601)

В структуре конкурентных рынков электроэнергии (ЭЭ) производителям и потребителям необходимы точные инструменты прогнозирования узловой цены (УЦ). Прогноз цены заключает в себе ключевую информацию для участников при планировании стратегии подачи ценовой заявки [1]. В статье представлены три инструмента прогнозирования УЦ, основанных на анализе с помощью временных рядов (ВР). Эти модели «черного ящика» осуществляют анализ изменения цены с точки зрения статистики, без подробного рассмотрения лежащих в основе физических процессов. Модели последовательности ВР можно разбить на группы, базирующиеся на: факторно-регрессионном (ФР) анализе; гармоническом анализе, представленном разложением в ряд Фурье и авторегрессионой модели скользящего среднего (АРСС). Ниже описаны все модели,

приведен сравнительный анализ, представлены результаты расчетного примера, созданного на основе анализа рынков ЭЭ Испании и Калифорнии**.**

На УЦ существенно влияют следующие факторы: время; прогноз нагрузки; конкурентность; экономические стратегии участников рынка; состояние электрической сети; надежность; прогноз цен на энергоресурсы; соотношение конкурентного и тарифного сектора.

Важным фактором, влияющим на УЦ, является фактор времени, он аккумулирует в себе аспекты потребления электроэнергии, связанные с развитием научно-технического прогресса. На влияние УЦ оказывают влияние прогнозные значения нагрузки. Фактор конкурентность среды определяется отношением суммарной заявленной генерации к суммарной нагрузке на каждый час. При значениях близких к 1 фактор характеризует рыночную силу поставщиков. Если генерация практически равна потреблению, то любое изменение в ценовой заявке поставщиков приводит к существенному изменению УЦ. Факторами, определяющими узловую цену, так же являются экономические стратегии участников рынка. Они определяют значения цен, их вариации и характер этих изменений. Влияние на УЦ оказывают: цена генерации, стоимость потерь и цена возникающих при передаче ЭЭ ограничений. При составлении прогноза узловой цены для конкретного узла необходимо учитывать и тщательно анализировать состояние электрических сетей, подходящих к данному узлу, так как во многих случаях цена сетевых ограничений является определяющей. К факторам, влияющим на УЦ и характеризующим общее состояние ЭЭС, можно отнести фактор надежности. Уровень надежности определяет величину возможных ущербов и возможный дефицит мощности, который может привести к изменению конкурентности рынка и существенному изменению УЦ.

Одним из важных аспектов, влияющих на экономическую стратегию участников рынка, является анализ издержек и себестоимости продукции. Прогноз изменения цен на топливо, вследствие различных проблем, вносит коррективы в экономические стратегии участников и отражается на узловой цене.

Все вышеперечисленные факторы являются важными и влияют на УЦ. Однако степень их влияния определяется последним восьмым фактором – соотношением конкурентного и тарифного секторов.

Временной ряд УЦ представлен набором последовательных значений, зафиксированных в равноотстоящие друг от друга моменты времени. Этот ряд характеризуется нестационарностью, большой дисперсией и множеством состояний. Узловая цена – это дискретная расчетная величина, следовательно, этому показателю не свойственна инертность, так как два соседних значения не связаны между собой физическим процессом. С другой стороны, при наличии мониторинга значений временного ряда цены, можно выполнить прогноз при вероятностной определенности цены.

В отношении последовательности ВР выдвигается гипотеза, что совокупное влияние факторов формирует внутренние закономерности в развитии процесса, что дает возможность применить для его описания эконометрическую модель из класса моделей ВР [2]. Общим для всех моделей ВР является предположение, что текущее значение процесса в значительной степени предопределено его предысторией. В работе предлагается структурная схема сравнения прогнозных моделей в соответствии с рисунком 1.

Узловая цена характеризуется ярко выраженной сезонностью. Сезонные колебания часто сочетаются с более общей тенденцией процесса, характеризующимся, например, ростом среднегодовых значений, инфляцией и другими факторами. Поэтому изначально выделяется трендовая составляющая ВР, представленная функцией вида

$$\hat{y} = a_0 + a_1 \cdot t. \qquad (1)$$

Далее этот тренд исключаются из временного ряда, и в дальнейшем операции проводятся без учета трендовой составляющей. Выделение сезонных и прочих гармонических составляющих наиболее эффективно можно осуществить с помощью гармонического анализа – разложения в ряд Фурье

$$\hat{y} = a_0 + \sum\left(a_k \cdot \cos(kt) + b_k \cdot \sin(kt)\right). \quad (2)$$

Период колебания первой гармоники принят равным году $n = 365$

$$a_0 = \frac{1}{n}\sum_1^n y_i\,,\quad a_k = \frac{2}{n}\sum_1^n y_i \cos(kt_i)\,,\quad b_k = \frac{2}{n}\sum_1^n y_i \sin(kt_i). \quad (3)$$

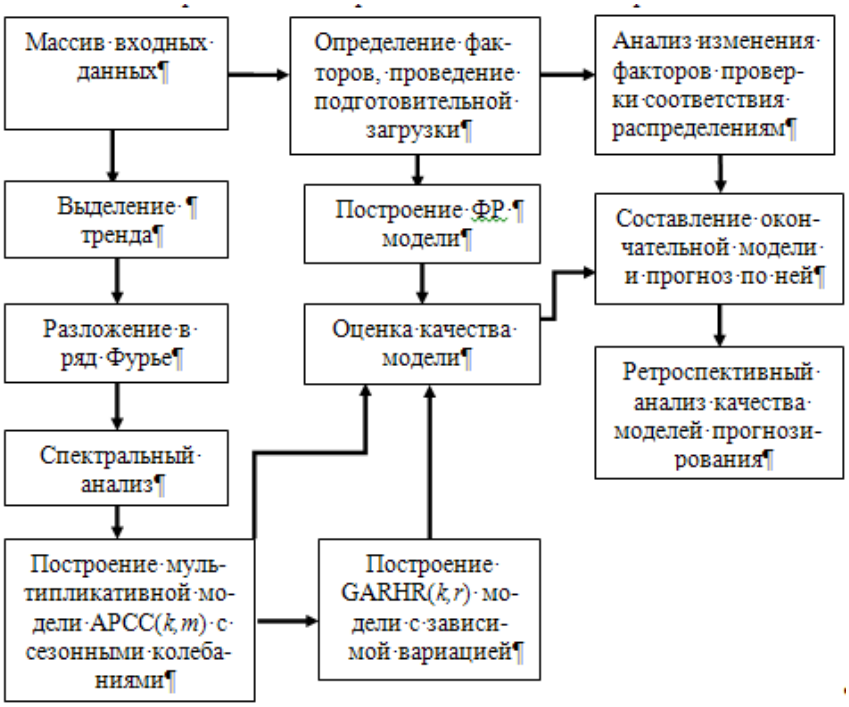


Рис.1. Структурная схема сравнения прогнозных моделей

Разложение в ряд Фурье позволяет с большой степенью точности учесть периодические и сезонные составляющие. С изменением количества гармоник изменяется качество модели: математическое ожидание ошибки модели стремится к нулю, соответственно снижается ее дисперсия. После построения разложения в ряд Фурье следует провести спектральный анализ модели, выявить наиболее значимые гармоники, избавиться от случайных гармоник, составляющий гармонический шум. Оценив качество предложенной модели, ее можно использовать как один из вариантов прогноза. Результаты спектрального анализа, содержащие набор значимых гармоник, определенных по коэффициентам участия, используется при построении модели APCC.

Использование моделей авторегрессии при моделировании закономерностей реального стационарного процесса второго порядка, основано на предположении о том, что текущее значение этого процесса может быть выражено линейной комбинацией некоторого количества предыдущих его значений и случайной ошибки, обладающей свойствами «белого шума». Общий вид авторегрессионной модели скользящего среднего представлен в виде:

$$y_t = a_1 \cdot y_{t-1} + \ldots + a_k \cdot y_{t-k} + \varepsilon_t - b_1 \cdot \varepsilon_{t-1} - \ldots - b_m \cdot \varepsilon_{t-m}, \quad (4)$$

где y_t – значения переменной y в соответствующие моменты времени t, k – порядок модели, $a_1,\ldots,a_k$ – коэффициенты модели, ε_t – случайная ошибка модели с нулевым математическим ожиданием, конечной дисперсией и единичной автокорреляционной матрицей.

Неизвестные оценки коэффициентов модели определяются как

$$a = R^{-1} \cdot r, \quad (5)$$

где матрица R состоит из r – вектор-столбец известных оценок коэффициентов автокорреляции с 1 по k включительно $r = (r_1, r_2, \ldots, r_k)^T$.

Построение модели АРСС(k,m) с учетом сезонных колебаний реализуется при учете взаимосвязей не только между соседними значениями процесса, но и между значениями, разделенными периодом колебаний. Если ВР характеризуется сезонностью с периодом S, то в таком ряду обычно выявляется два различных типа взаимосвязей между переменными – текущая и сезонная. Текущая взаимосвязь характерна для соседних значений временного ряда, сезонная – для значений, разделенных периодом колебания.

$$y_t - y_{t-1} - y_{t-s} = \varepsilon_t - b_1 \cdot \varepsilon_{t-1} - b_1^s \cdot \varepsilon_{t-s} + b_1 \cdot \cdot b_1^s \varepsilon_{t-s-1}. \qquad (6)$$

Все рассмотренные выше модели не учитывают факторов, влияющих на УЦ. Существенное изменение любого из факторов влияет на рассматриваемый процесс, в то время как небольшие их изменения могут и не определять концептуальных сдвигов во временном ряду показателя.

Прогноз УЦ зависит от нескольких других прогнозов, поэтому для получения состоятельных оценок необходимо использовать аппарат вложенных эконометрических моделей [2]. Для учета этого факта необходимо выполнить «приведение» модели, выделив эндогенные (взаимозависимые) переменные и экзогенные (независимые) переменные, значения которых задаются в качестве исходных данных.

Векторно-матричное уравнение представлено в виде

$$y_t = -A^{-1} \cdot B \cdot x_t + A^{-1} \cdot \varepsilon_t, \qquad (7)$$

где A, B – матрицы коэффициентов модели при эндогенных и экзогенных переменных. Данный тип модели прогнозирования имеет следующее преимущество: внезапные или прогнозируемые изменения во внешней рыночной среде могут быть распознаны только этим типом модели.

Основная задача ФР анализа – накопление и анализ статистики с целью выявления существенных неожиданных изменений, учет которых может улучшить прогноз. Окончательное решение о применении вида модели принимается на основании анализа качества всех рассмотренных моделей. Критериями качества служит проверка гипотез о соответствии ошибки модели процессу «белого шума», проверяется равенство нулю математического ожидания ошибки процесса, и конечное близкое нулю значение дисперсии. Проверяется отсутствие автокорреляционных связей в ряду ошибки.

На основании данных статистики УЦ, в качестве которых использовались модельные значения узловой цены, сгенерированные на основании динамики УЦ рынков ЭЭ Испании и Калифорнии. Учитывались основные факторы: время, нагрузка и конкурентность. На первом этапе выявлялся линейный тренд в выборке и исключался. После этого производилось разложение в ряд Фурье (период первой гармоники $n = 365$). Изначально разложение производилось с использованием 10000 гармоник (5000 sin(), 5000 cos()), далее выполнялся спектральный анализ, определялось оптимальное количество гармоник по критерию минимума дисперсии ошибки модели. В таблице 1 приведены частичные данные спектрального анализа.

Таблица 1. Данные спектрального анализа

№ гармоники cos( )	365	366	367	1096	2921	4016		
Величина a_k	0,809	-27,47	-0,803	8,004	-0,745	-0,83		
№ гармоники sin( )	2	3	4	731	1461	1826	2921	4016
Величина b_k	-2,116	-1,058	-0,705	3,852	1,04	2,056	-0,654	1,305

Экспериментально было установлено, что оптимальным количеством гармоник при исследовании процессов является величина равная половине выборки (в данном случае 4380), дальнейшее увеличение гармоник приводит к увеличению дисперсии ошибки.

Коэффициенты модели скользящего среднего (СС) представлены в таблице 2. Для учета сезонных составляющих оценивалась корреляция не только между соседними значениями процесса, но также и между значениями, отстоящими на период колебания. Найденные коэффициенты автокорреляции (АК) и авторегрессии (АР) также представлены в таблице 2.

Таблица 2. Коэффициенты моделей

Тренд	Коэф. АК	АР(5)	СС(2)	ФР анализ
60,8489	0,9197	2,7712	-1,12	1,7899
0,00025	0,7493	-1,1557	-0,92	-0,006
	0,5347	-0,4659		0,0241
	0,3322	-0,2279		-38,9114
	0,1418	-0,1643		

Построение АРСС с учетом сезонных составляющих выполнено с учетом коэффициентов АК. Они и были использованы для нахождения соответствующих коэффициентов модели авторегрессии. Данные по качеству построенных моделей приведены в таблице 3.

Таблица 3. Оценка качества моделей

Типы моделей	E(x)	D(x)	E(ε)	D(ε)
Ряд Фурье	61,951	2,059	-0,002	0,039
АРСС(5,2)	61,03	14,393	0,017	6,415
ФР модель	57,313	20,001	0,017	10,023

Проведя сравнительный анализ предложенных методик, оценив качество моделей, было принято решение использовать прогноз гармонического анализа.

В статье предложены три модели для прогнозирования УЦ на электроэнергию: ФР модель, гармонический анализ, представленный разложением в ряд Фурье и АРСС. Они базируются на анализе с помощью временных рядов и ФР анализа. Наиболее эффективной признана модель гармонического анализа, представленная разложением в ряд Фурье. Она дала наилучшие результаты, но это скорее характеризует взятую статистику, чем предложенные методы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Francisco J. Nogales, Javier ContrerasForecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models.// IEEE Transactions on power systems. Vol. 17. No. 2. May 2002, pp. 342-348.
2. Тихомиров Н.П., Дорохина Е.Ю. Эконометрика: Учебник. М.: Изд-во «Экзамен», 2003. 512 с.

Научный руководитель: Т.Ю. Паниковская, к.т.н., доцент кафедры техники высоких напряжений УралЭНИН, УрФУ.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПОЛОГИИ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Н.Д.Мухлынин, А.В.Паздерин
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», УралЭНИН, кафедра АЭС

Реализация концепции SmartGrid в распределительных сетях на сегодняшний день возможна за счёт внедрения новых технологических устройств управления и средств связи [1]. Широкое распространение источников малой генерации а также устройств компенсации реактивной мощности, позволяет использовать их для управления режимом работы сети. Кроме того, управление распределительной сетью возможно осуществлять за счёт изменения топологии сети и регулировочных ответвлений РПН трансформаторов. Данные рычаги воздействия позволят создать эффективную систему управления распределительными сетями для повышения надёжности и эффективности их работы. Обеспечить взаимосвязь всех параметров управления возможно за счёт создания алгоритма минимизации функции критериев оптимальности работы сети. К главным критериям стоит относить надёжность электроснабжения, потери электрической энергии, уровни напряжения в сети, загрузку центров питания. Данная задача относится к многокритериальной, поэтому оптимальным режимом работы сети будет режим, полностью удовлетворяющий только одному критерию. Остальные критерии в этой задаче могут быть учтены как ограничения [2].

Топология распределительных сетей. В распределительных сетях применяют несколько схем электроснабжения для питания потребителей. Однако ввиду разнородности питаемых потребителей и территории прохождения, чёткую границу между ними провести сложно. На данный момент, широкое распространение получили комбинированные псевдокольцевые схемы электроснабжения, соединённые с одним или несколькими источниками питания (рисунок 1).

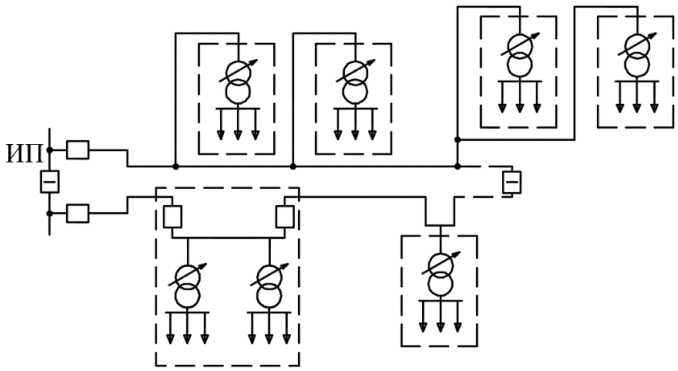


Рис. 1. Общая структурная схема распределительной сети

Представленные на рисунке 1 участки псевдокольцевой сети работают в радиальном режиме, имея возможность переключения потребителей в кольцевой режим электроснабжения, замыкая точку нормального разрыва. Следовательно, в нормальном режиме, потребители получают питание по двум отходящим фидерам от разных секций одного, или двух независимых источников питания. Работа сети в традиционном режиме, даже с учётом нескольких источников питания, предполагает прерывание электроснабжения потребителей на время поиска, локализации и восстановления питания по резервной схеме.

Становится очевидным, что для устранения текущих недостатков в работе распределительных сетей необходимо создание сети нового поколения, которая будет построена на базе коммуникационных технологий и должна быть способна к самовосстановлению в случае повреждения. Одним из предлагаемых технических решений является создание электрической сети гексагонального типа [3]. В такой сети (рисунок 2) каждый узел является универсальным и может быть подключён как к нагрузке, так и к

источнику питания, со своими универсальными алгоритмами управления и коммутационной аппаратурой.

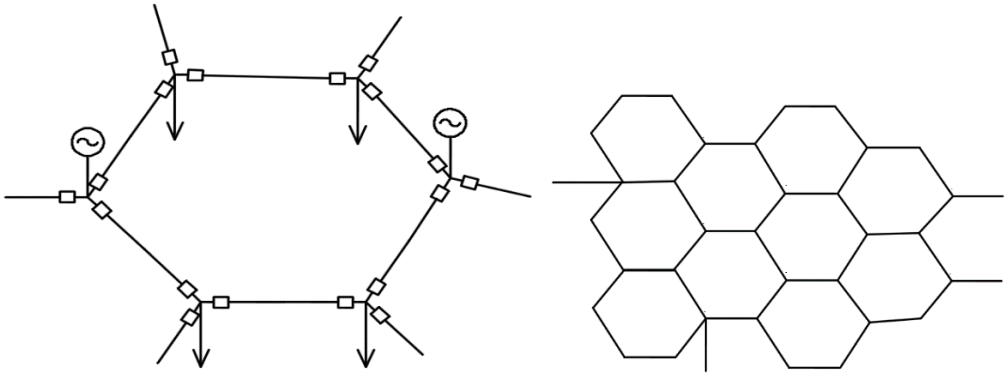


Рис. 2. Ячейка и структура гексагональной распределительной сети

Главным достоинством гексагональных сетей является возможность применения унифицированных алгоритмов автоматического управления потреблением и распределением электрической энергии, что позволит устранить недостатки существующих топологий сетей. Однако увеличение числа источников питания в замкнутых кольцевых сетях приводит к увеличения ТКЗ и требует установку дополнительных токоограничивающих устройств в цепях трансформатор-шины узла.

Одним из перспективных технических решений, направленным на увеличение надёжности распределительных сетей и широко применяемым за рубежом [4], является строительство однотрансформаторных питающих подстанций с автоматическим резервированием по сети более низкого класса напряжения [5]. Структурная схема такого решения электрической сети представлена на рисунке 3.

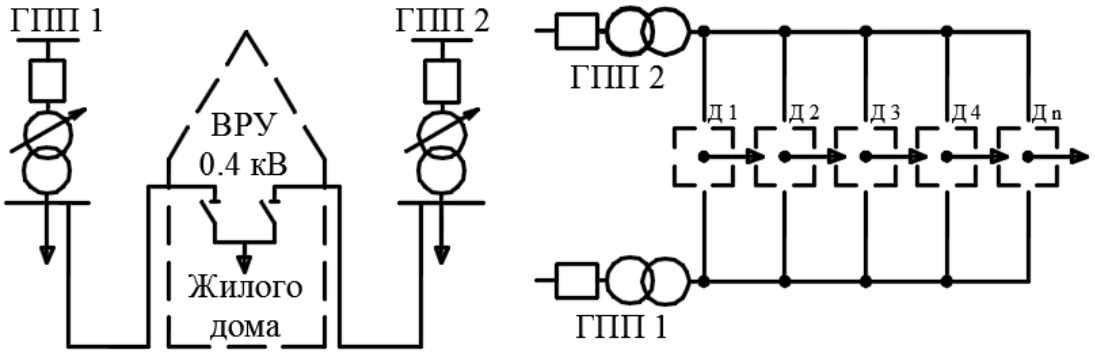


Рис. 3. Схема сети с резервированием по стороне СН/НН

Как видно из схемы, электроснабжение потребителей в нормальном режиме осуществляется через один силовой трансформатор понижающей подстанции (ГПП) 110/10 кВ с резервированием по сети 10 кВ. Такое решение позволяет снизить потери холостого хода силовых трансформаторов и сохранить надежность по питанию. Кроме того, приведённая схема хорошо подходит для электроснабжения дачных и садовых кооперативов, небольших коттеджных посёлков, обладающих небольшой среднегодовой нагрузкой. Резервирование в данном случае будет осуществляться по сети 0.4 кВ.

Другая структура сети, использующая кольцевой принцип питания потребителей, изображена на рисунке 4.

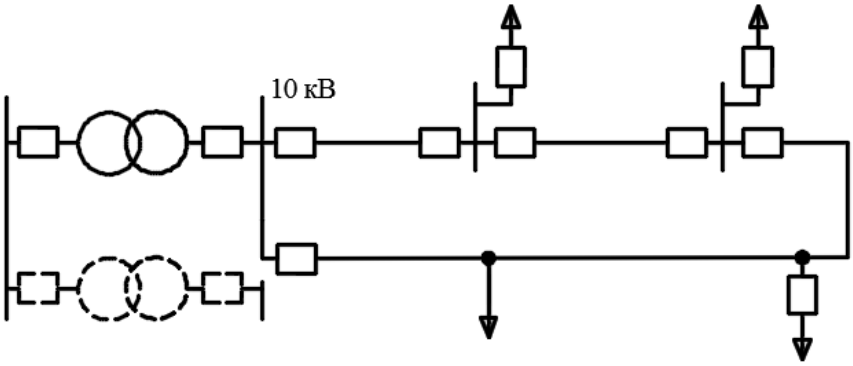


Рис. 4. Схема кольцевой сети

В такой сети потребители получают питание от одной секции одного источника питания. Надёжность питания потребителей обеспечивается кольцевой структурой самой сети, а также двумя и более параллельно работающими трансформаторами с соблюдением всех условий их работы. В зарубежной практике строительства подобных схем распространены схемы с питанием от одного силового трансформатора, т.к. считается, что силовой трансформатор является чрезвычайно надёжным элементом в сравнении и элементами в самой сети.

На сегодняшний день, все альтернативные топологии распределительных сетей предполагают их замкнутую структуру с параллельной работой источников питания. Это позволяет избавиться от недостатков существующих топологий и обеспечить базовую надёжность электроснабжения потребителей при условии достаточной оснащённости коммутационной аппаратурой таких сетей. Однако, кольцевая структура налагает определённые трудности на режимы их работы. Трудности в использовании кольцевых схем обусловлены тем, что различие в уровнях напряжения на источниках питания, несовпадение естественного и экономического распределения мощности в сети за счёт использования проводников линий электропередачи разного сечения, приводят к возникновению уравнительного тока, что в свою очередь увеличивает потери активной мощности. Кроме того, так как распределительные сети подключаются к магистральным линиям электропередачи, имеющим кольцевую структуру, шунтирование контуров по сетям 6-10 кВ может привезти к изменению потокораспределения в сетях высоких и сверхвысоких классов напряжений, а также к чрезмерному увеличению тока в проводниках распределительных сетей.

С нормативной точки зрения, согласно типовым инструкциям [6] и п. 6.8.11 ПТЭ разрешается замыкание сети 6-10 кВ в кольцо при разности напряжений на разомкнутых контактах не более чем на 5%. Стоит отметить опыт эксплуатации распределительных сетей в больших городах. Поскольку размещение потребителей по группам электроснабжения является условным, производить перекоммутацию в сетях с погашением обоих радиальных ветвей на источниках питания не представляется возможным. В данном случае, на время переключений, кратковременно используют кольцевой режим работы сети.

Таким образом, кольцевой режим работы сети, как способ выполнить требования, предъявляемые к сетям в рамках концепции SmartGrid, возможно обеспечить на базе существующих топологий сетей с внедрением новых технических устройств, реализующих:

- автоматику разгрузки линии на понижающих подстанциях;
- управляемую продольную компенсацию;
- автоматику улавливания синхронизма в ТП/РП;
- токовые направленные защиты в ТП/РП;
- отключение линий в сети с двух сторон;
- изменение положения РПН трансформаторов в сети;
- двухсторонний канал связи между ТП/РП в сети.

Информационное обеспечение. Для эффективного управления распределительными сетями, становится необходимым получение оперативной информации о структуре и режиме работы сети. Поэтому создание интеллектуальных распределительных сетей невозможно без устройств обмена информацией между организованными центрами управления. Такими центрами управления постепенно становятся ТП/РП, в которых в последнее время начинает развиваться система сбора и передачи данных технического и коммерческого учёта электроэнергии. Текущие доступные измерения в районе электрической распределительной сети на примере одной из ТП показаны на рисунке 5:

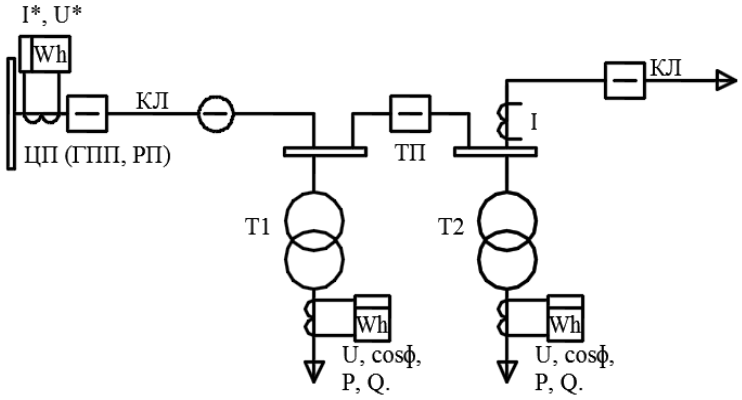


Рис. 5. Расстановка измерений на участке сети

* - только измерения тока и напряжения при отсутствии счётчика ЭЭ

Внедрение систем учёта электроэнергии на данный момент происходит на стороне НН силового трансформатора, где возможно получать информацию о значении тока и напряжения, активной и реактивной мощности и энергии, коэффициенте нагрузки. Помимо счётчиков электроэнергии, на участке распределительной сети в обязательном порядке установлены трансформаторы тока на отходящих линиях 6-10 кВ, имеющих релейный класс точности, а также трансформаторы тока, либо счётчики электроэнергии на отходящем фидере ГПП/РП.

Российские реалии показывают, что текущая организация информационного обмена на базе оперативно выездных бригад обеспечивает низкую скорость принятия решения и не позволяет вести оперативное управление. Использование развивающихся систем учёта электроэнергии для управления топологией в распределительных сетях, потребует дооснащение этой системы устройствами резервного питания в случае полного погашения ТП/РП для обеспечения работы коммутационной аппаратуры и питания устройств связи на базе GSM/GPRS технологии.

Для эффективного использования существующих распределительных сетей становится необходимым их техническое перевооружение, а выбор наиболее подходящего технического решения должен основываться на современных потребностях участников энергообмена.

ВЫВОДЫ:

1. Использование схем с одним или несколькими кольцами в распределительных сетях повышает базовую надёжность электроснабжения потребителей.
2. Возможно создание интеллектуальных сетей нового поколения на базе существующих участков распределительных сетей с имеющейся топологией за счёт изменений режима их работы, технического перевооружения и внедрения системы управления.
3. Распределительные сети сегодня содержат в основном токовые измерения недоступные диспетчеру, и остаются ненаблюдаемыми.
4. Информационное развитие диспетчерского управления распределительными сетями в настоящий момент происходит очень медленно, все изменения происходят за счёт инициативы потребителей.

5. Повышение управляемости распределительных сетей возможно за счёт увеличения числа коммутационных аппаратов в сети и внедрения системы сбора и передачи измерительной информации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Lecture 8: Smart Grid, Dr. Gleb V. Tcheslavski. Lamar University. 2013;
2. Булатов Б.В., Тарасенко В.В. Алгоритмы интеллектуального управления режимом распределительной сети // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2012. №37. С. 18-22;
3. Лоскутов А.Б., Соснина Е.Н., Лоскутов А.А., Зырин Д.В. Городские распределительные сети 10-20 кВ с гексагональной конфигурацией // Электротехника и электроэнергетика. 2013. №12. С. 309-315;
4. Edward Jeroen Coster. Distribution Grid Operation Including Distributed Generation. Printed by Ipskamp drukkers: Enschede, 2010. С. 205;
5. Дерзский В.Г., Скиба В.Ф. Многокритериальная оптимизация режимов распределительных электросетей в условиях случайности // Энергетика. 2011;
6. Инструкция по переключениям в электроустановках. (Утв. приказом Минэнерго РФ от 30.06.03г. № 266).

Научный руководитель: А.В. Паздерин, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой Автоматизированные Электрические Системы, УралЭНИН, УрФУ.

ТРАНСГРАНИЧНОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ РОССИИ И ФИНЛЯНДИИ НА ОСНОВЕ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Д.Г. Телепова
Санкт-Петербургский Государственный Университет, экономический факультет, кафедра Мировой экономики

Развитие атомной электроэнергетики в Финляндии началось после того, как в 1977 г. была построена первая атомная электростанция недалеко от города Тивисы на берегу Финского залива. Первая финская АЭС Ловииса была построена при техническом содействии СССР. Так, два реактора станции были изготовлены на Ижорском заводе, также произведены турбины, генераторы и другое оборудование были произведены в Советском Союзе. Станция была оснащена системами безопасности и управления западного производства. При этом строительство выполнили финские компании. Строительство второй АЭС Олкилуото началось в 1974 году, второго энергоблока этой станции— в сентябре 1975 года. Станция строилась «под ключ» шведским концерном ABB с использованием собственных технологий. В 2010 году было объявлено о строительстве новой атомной электростанции "Ханхикиви-1". А в конце декабря 2013 года компании "Русатом оверсиз" (дочерняя компания "Росатома") и финская "Fennovoima" подписали контракт о сооружении этой АЭС [3]. Однако, до этого Финляндия получала заявки на строительство новой АЭС от таких компаний как Areva и Toshiba. Areva S.A. — французская компания, занимающаяся разработкой и производством оборудования для атомной энергетики и производства электроэнергии из альтернативных источников.Toshiba Corporation – японский крупный международный концерн, работающий в области электротехники, электроники, энергетического оборудования, медицинского оборудования. Однако Финляндия сделали выбор в пользу России. Подписание соглашения стало закономерным шагом для обеих сторон, так как у них есть опыт успешного сотрудничества в строительстве АЭС еще с советских времен.

В настоящее время большая часть электроэнергии в Финляндии вырабатывается на АЭС (см. рисунок 1).

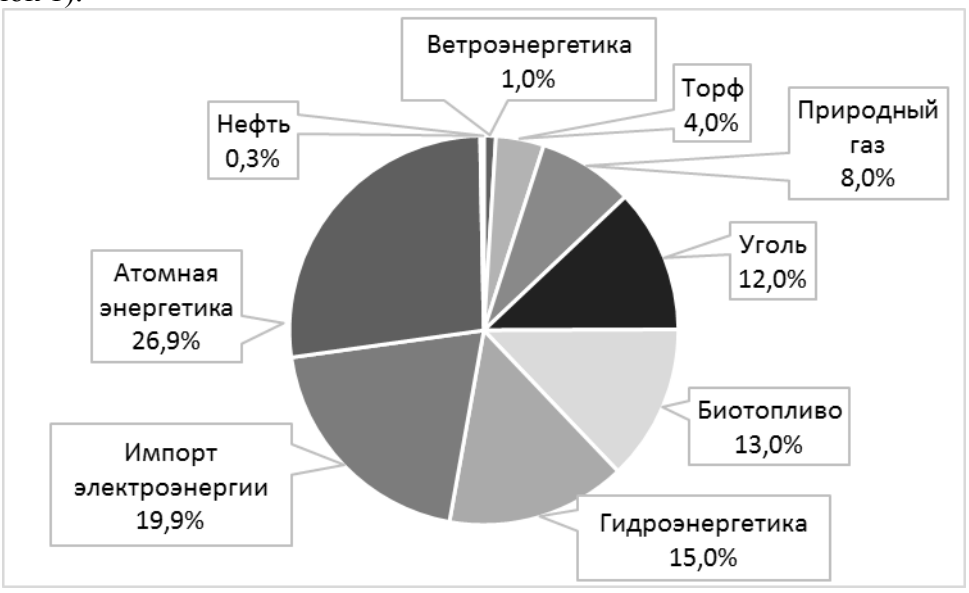


Рис.1. Структура получения электроэнергии в Финляндии по источникам энергии в 2013 году

Источник: Finnish Energy Industries. Energy year 2013. Electricity – p11.

Так же можно заметить, что как член Северной синхронной зона (NORDEL), Финляндия является частью налаженного и высоко конкурентного рынка. Страна во многом зависит от импорта из России и Швеции, тем самым являясь нетто-импортёром (см. рисунок 2). В отличие от своих соседей, Финляндия в большей степени зависит от ядерной электроэнергии.



Рис.2. Доля России в импорте электроэнергии Финляндии в 2013 году.

Источник: Официальный сайт Finnishenergyindustries - http://energia.fi/en

Непосредственная близость России и Финляндии позволяют этим странам строить экспортно-импортные отношения в области электроэнергетики. Поставки электроэнергии в Финляндию — это проект по продаже электрической энергии, вырабатываемой Ленинградской АЭС, в Финляндию. Проект осуществляется ОАО «ФСК ЕЭС». Финляндия на протяжении уже 50 лет является основным импортёром электроэнергии из России среди государств — членов Европейского сообщества (см. рисунок 3).

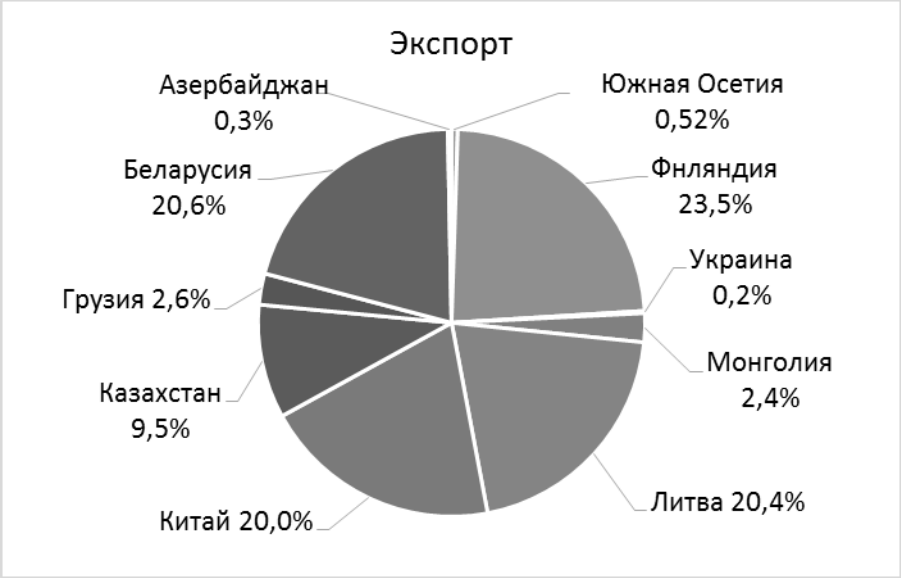


Рис.3. Доля Финляндии в общем объёме экспорта электроэнергии из России за 2013 год.

Источник: РИА Рейтинг. Аналитический бюллетень. Электроэнергетика: Тенденции и прогнозы. Выпуск №13 Итоги 2013 года – стр 25

История передачи электроэнергии в Финляндию началась в 1961 году с подписания соглашения [6]. Реализация первой очереди поставки была осложнена техническим вопросом – оказалось, что если бы использовалась обычная линия с переменным током, электрические системы СССР и Финляндии необходимо было бы синхронизировать, затраты на синхронизацию превысили бы экономический эффект от экспорта. Поэтому между системами стран недалеко от Выборга была построена вставка постоянного тока (далее ВПТ). Линия электропередач соединяет подстанции Выборгская (400 кВ) с подстанциями Юлликкяля и Кюми (400 кВ). Система начала работать с запуском ВПТ в 1981 году. Так к 1990 году объём поставок электроэнергии составлял 410 млн Квт-ч. В связи с распадом СССР поставки электроэнергии из России существенно снизились. С 1992 года на территории РФ образовалась российская энергетическая компания РАО ЕЭС, которая возобновила систему передачи электроэнергии в Финляндию, она же контролировала эти поставки.

1998 год охарактеризовался расширением Выборгской вставки постоянного тока, для того чтобы расширить объём поставок электроэнергии и мощностей в Финляндию. Уже через год в целях более рационального использования мощности Выборгского преобразовательного комплекса был заключен контракт РАО “ЕЭС России” с фирмой “Fortum” на дополнительную поставку электроэнергии в Финляндию. Взаимоотношения между странами начали налаживаться, в результате чего в 2000 году был введен в эксплуатацию четвертый блок Выборгского преобразовательного комплекса мощностью 350 МВт и был подписан договор о начале строительства третьей линии 400 кВ “Выборг-Кюми”, что обеспечило повышение надежности электропередачи Россия – Финляндия [5]. Благодаря этому в 2001 г. увеличены поставки РАО “ЕЭС России” для компании Pohjolan Voima.

В период с 2004 по 2005 год РАО «ЕЭС России» было вынуждено ограничить экспорт электроэнергии в Финляндию из-за пикового потребления электроэнергии на территории России - действующие мощности не удовлетворяли даже собственных потребностей. Мировой экономически кризис не отразился на поставках электроэнергии между странами, в целом экспорт в первое десятилетие 21 века колеблется в районе 10 млрд Квт-ч (см. рисунок 4).

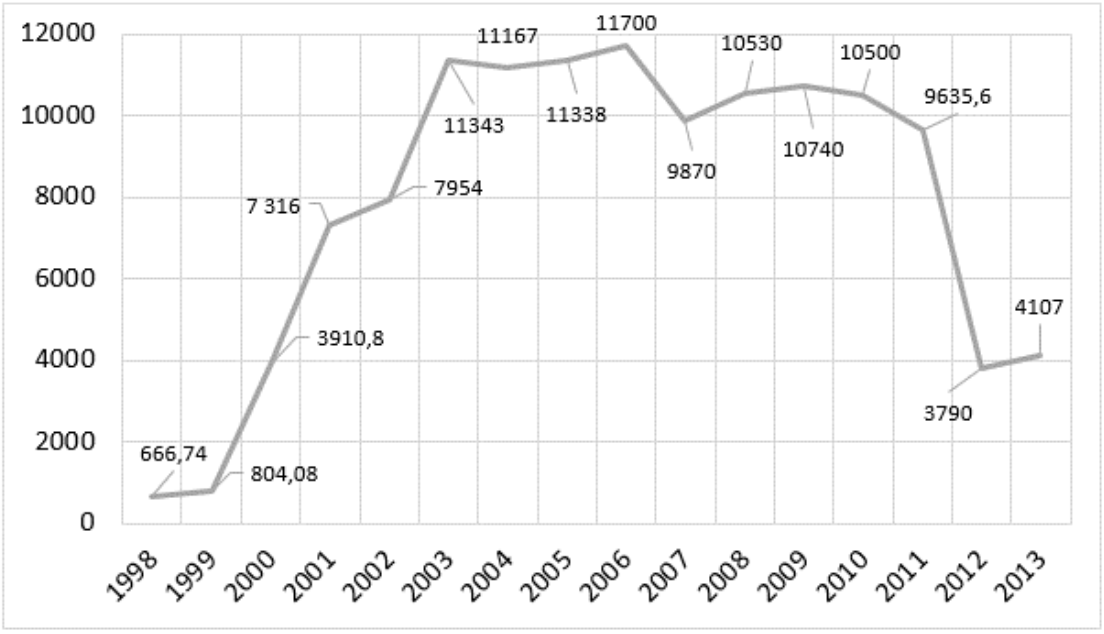


Рис.4. Объём поставок электроэнергии из России в Финляндию с 1998 по 2013 гг.

Источник: РИА Рейтинг. Аналитический бюллетень. Электроэнергетика: Тенденции и прогнозы. Выпуск №1-13. Годовые отчёты РАО «ЕЭС России» 1998-2007 гг.

С 15 августа 2011 г. был запущен механизм прямой торговли электрической энергией по трансграничным электрическим связям между Россией и Финляндией. Это дало возможность прямой продажи российской электроэнергии через электробиржу «NordPoolSpot» на рынке на сутки вперед и на внутрисуточном рынке («Elbasmarket»). Первым шагом к либерализации трансграничной торговли стал запуск механизма прямой торговли, а в долгосрочной перспективе может стать основой для дальнейшего сотрудничества рынков электроэнергии России и стран Скандинавии [4]. Для обеспечения торговли напрямую была создана компания «РАО Нордик» (дочерня компания Интер РАО ЕЭС) со штаб-квартирой в Хельсинки.

В истории поставок российской электроэнергии в Финляндию есть периоды резкого спада объёмов, что связано с одной и той же причиной. Так, сокращение экспорта в 2012 связано с тем, что цена на североевропейской бирже NordPool, на которой торгуется электроэнергия скандинавских и прибалтийских стран, резко снизилась из-за перепроизводства электроэнергии в скандинавских странах [1]. В целом за 2012 год спрос на российскую электроэнергию в Финляндии резко сократился из-за снижения цены на электроэнергии в стране примерно на 40%. Экспорт электроэнергии из России в Финляндию снизился в 2012 году по сравнению с 2011 годом на 39,4%. Специалисты отдела трейдинга компании «Интер РАО ЕЭС» утверждают, что такая ситуация на NordPool носит циклический характер – статистика говорит о том, что подобные спады повторяются примерно раз в пять лет.

Так, в 2007 году в Финляндии была схожая ситуация. Если в 2006 году средний уровень цены на рынке NordPool в финской ценовой зоне был на уровне 49 евро за МВт-ч, то в 2007 году стоимость электроэнергии опустилась ниже 30 евро, а уже в 2008 взлетела до 50 евро [2].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие атомной электроэнергетики в двух соседних странах позволило им расширить своё торговое сотрудничество в области передачи атомной электроэнергии. С момента первой поставки в Финляндию много изменилось – объёмы экспорта увеличились в десятки раз, усовершенствовалась система трансграничной передачи, укрепились взаимоотношения между странами. И не смотря на некоторые снижения поставок Финляндия остаётся основным нетто-импортером российской атомной электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ
1. Аналитический бюллетень. Электроэнергетика: Тенденции и прогнозы. Выпуск №9.
2. Импорт и экспорт электроэнергии повышают надёжность энергосистемы» // Энергия без границ. 10–11 (47–48) октябрь–ноябрь 2013 – стр 24-25
3. Официальный сайт Росатом - http://www.rosatom.ru
4. Официальный сайт СО «ЕЭС» - http://so-ups.ru
5. Российское акционерное общество энергетики и электрификации "ЕЭС РОССИИ". Годовой отчёт 2000 г.
6. Смирнов В. Г. Финляндия // Международный ежегодник, политика и экономика / редактор — В. Трифонов. — издание Института мировой экономики и международных отношений Академии наук СССР. — М.: Гос. изд-во полит. литры, 1961. — С. 152.

Научный руководитель: З.С. Подоба, кандидат экономических наук, доцент, Санкт-Петербургский государственный университет, экономический факультет.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ МНОГОАГЕНТНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ

И.Л. Архипов (ОАО «ФСК ЕЭС»)
И.Л. Баранов, А.М. Иванов, Д.А. Новицкий, Д.В. Сорокин, Д.В. Холкин (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

1. Введение

Ключевые вызовы развития электроэнергетики, текущие и перспективные потребности ее субъектов, возможности, предоставляемые новыми технологиями – все это определяет основной вектор трансформации в отрасли, включая изменения сути самой электроэнергетической системы. Она все больше приобретает свойства системы систем (System of Systems), поддерживающей возможность автономного и независимого функционирования и развития отдельных подсистем, стремящихся в тоже время к вхождению в энергообъединение для обеспечения большей эффективности, надежности и живучести.

Электрические сети, как основной инфраструктурный элемент электроэнергетики, должны опережающим образом адаптироваться к изменениям. Чтобы соответствовать новым требованиям, сеть должна стать активной и адаптивной, клиентоориентированной, самоорганизующейся. Данные условия определены в документах, принятых в качестве описания идеологии интеллектуальной электроэнергетической систем России с активно-адаптивной сетью [1]. Для запуска процесса «интеллектуализации» электрической сети в ОАО «ФСК ЕЭС» была организована работа по выявлению перспективных требований пользователей к сетевой инфраструктуре, созданию эталонной архитектуры интеллектуальной энергетической системы (ИЭС), разработке опытных образцов систем технологического управления нового поколения, апробации комплексных технических решений в рамках пилотных зон. В частности, в рамках реализации программы по созданию интеллектуальной сети в Объединенной энергетической системе (ОЭС) Востока [1] в энергетическом кластере «Эльгауголь» планируется пилотное внедрение мультиагентной автоматизированной системы управления напряжением и реактивной мощностью (МАСУ НРМ), разрабатываемой под руководством ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

2. Эталонная архитектура интеллектуальных энергосистем (ИЭС ААС)

В течение 2012-2013 годов экспертными рабочими группами под руководством Архитектурного комитета при Научно-техническом Совете ОАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук (РАН) были разработаны основные положения и подходы к созданию эталонной архитектуры интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью [2]. В работе участвовало семь экспертных групп.

2.1. Требования к развитию электросетевой инфраструктуры

Анализ требований к развитию электросетевой инфраструктуры, сформулированных рабочими группами, позволил выявить **ключевые требования к сетевой инфраструктуре.** Этими требованиями являются: необходимость поддержки и мотивирования потребителей быть активными участниками электроэнергетической системы; необходимость обеспечения качества электроэнергии, соответствующего требованиям современной высокотехнологичной экономики; необходимость интеграции в сеть различных типов устройств потребителей сетевых услуг (распределенная генерация, накопители энергии, активная нагрузка); необходимость оптимизации состава и повышения эффективности использования активов электросетевого комплекса и электроэнергетики в целом; необходимость формирования новых рынков и сервисов для различных групп пользователей; необходимость ускорения и удешевления создания, эксплуатации и развития систем технологического управления.

2.2. Основные архитектурные решения и их использование

Учет вышеуказанных требований, а также изучение лучших мировых практик [3, 4, 5, 6] позволили определить несколько базовых архитектурных решений, которые легли в основу архитектурного шаблона Power Agents Architect Template эталонной архитектуры ИЭС.

В шаблоне применяются следующие решения: мультиагентный подход к управлению, семантический подход к работе с данными, модульная платформа с открытой архитектурой, «социальная сеть» агентов, конфигуратор бизнес-сервисов.

В соответствии с этими решениями основная логика организации систем технологического управления и управления деловыми процессами состоит в следующем:

- Объект управления должен быть оснащен датчиками, обеспечивающими сбор в темпе реального времени информации о режиме работы системы, состоянии оборудования и состоянии внешней среды.
- Каждый объект управления должен быть оснащен мультисервисным интеллектуальным коммуникатором с агентным программным обеспечением, который осуществляет обработку информации о состоянии, выполняет различные сервисы.
- Выработанные управляющие воздействия направляются в управляющие устройства, осуществляющие регулирование соответствующего оборудования на объекте управления.
- Агенты являются участниками специализированной «социальной сети», в рамках которой организуется взаимодействие между агентами, а также предоставляются другие системные сервисы.
- Центры управления верхнего уровня, а также, возможно, специализированные сервисные организации осуществляют (при помощи программного обеспечения) конфигурирование систем управления в соответствии с требованиями стейкхолдеров, «наблюдают» за ее работой, имеют возможность перевода управления в «ручной» режим.

Эти представления легли в основу разработки **системы управления интеллектуальными энергосистемами,** реализующей на первом этапе задачи управления напряжением и реактивной мощностью.

2.3. Требования к системе управления напряжением и реактивной мощностью в электрической сети

- **Требования, связанные с назначением системы.** Основные требования к системе управления напряжением и реактивной мощностью связаны с ее назначением – обеспечение стабилизации уровней напряжения и снижение уровня потерь активной мощности. Эффективность реализации данных требований определяется возможностью снижения величины потерь активной мощности в энергетическом кластере на 5 % (по сравнению с уровнем потерь активной мощности в энергокластере при выведенной из работы системы управления), а также снижением количества выходов уровней напряжения в электрических сетях за допустимые диапазоны.
- **Адаптивность системы управления.** Одним из ключевых требований к системе управления является необходимость сохранения функционирования автоматизированной системы при существенных изменениях схемно-режимной ситуации в энергосистеме. В частности, длительность включения в контур управления новых элементов сети должна составлять не более 1-й минуты (с момента ввода этих элементов в эксплуатацию).
- **Сохранение работоспособности системы управления при повреждении каналов связи.** Другим ключевым требованием к системе управления является необходимость сохранения основного функционала автоматизированной системы в условиях нарушения коммуникационной связи между электросетевыми объектами (подстанциями). Технологические нарушения при передаче информации по каналам связи могут быть обусловлены не только техническими причинами (например, отказом модулей коммутационной аппаратуры), но также и целенаправленным сторонним вмешательством в каналы связи.
- **Снижение стоимости владения.** Еще одним важным требованием является снижение стоимости владения системой управления, обеспечиваемое за счет снижения затрат при создании, инжиниринге и развитии системы управления.

В наибольшей степени этим требованиям соответствует построение автоматизированных систем на основе использования мультиагентного подхода.

4. Архитектура мультиагентной системы управления

Применение концепции мультиагентного построения автоматизированных систем (а также алгоритмов мультиагентного управления электроэнергетическими режимами) позволяет реализовать архитектуру системы, в которой определенная функциональность системы реализуется отдельной автономной подсистемой – агентом (или агентской сетью, если для реализации этой функции требуется согласованная работа нескольких агентов). На рис. 1 представлена структурная схема мультиагентной автоматизированной системы управления напряжением и реактивной мощности (МАСУ НРМ).

Из структурной схемы видно, что в состав автоматизированной системы входят две основные подсистемы – подсистема управления энергетическим кластером и подсистема информационно-коммуникационного обеспечения. Подсистема управления энергетическим кластером включает в себя агентов, реализующих функции управления напряжением и реактивной мощностью на участке электрической сети. Подсистема информационно-коммуникационного обеспечения включает в себя агентов, обеспечивающих функционирование системы «в целом» (в том числе, обеспечение безопасности, масштабирования и живучести системы управления).

Из структурной схемы видно, что в состав автоматизированной системы входят две основные подсистемы – подсистема управления энергетическим кластером и подсистема информационно-коммуникационного обеспечения. Подсистема управления энергетическим кластером включает в себя агентов, реализующих функции управления напряжением и реактивной мощностью на участке электрической сети. Подсистема информационно-коммуникационного обеспечения включает в себя агентов, обеспечивающих

функционирование системы «в целом» (обеспечение безопасности, масштабирования и живучести системы управления).

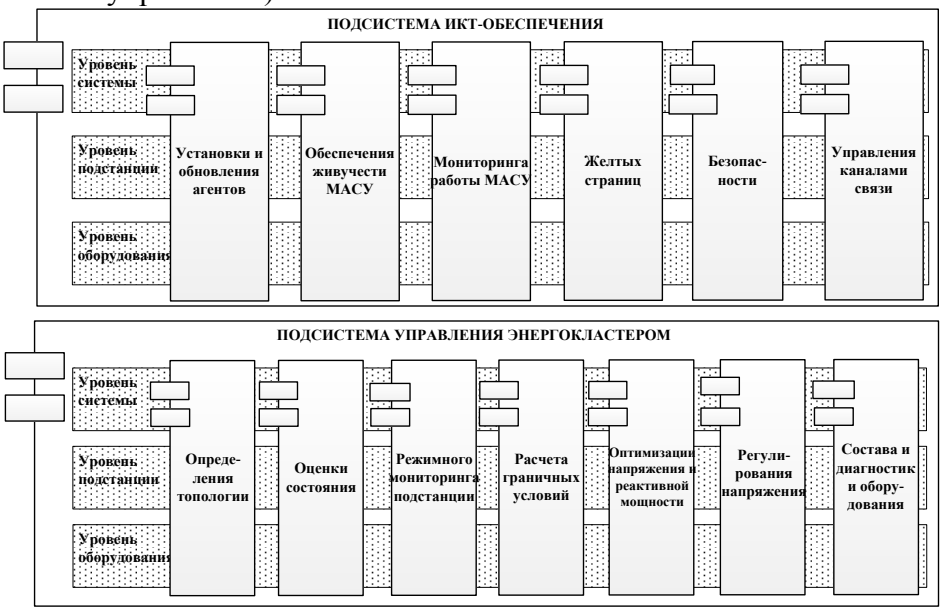


Рис. 1. Структурная схема МАСУ НРМ.

5. Мультиагентная система управления

Мультиагентная автоматизированная система управления напряжением и реактивной мощностью разрабатывается в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» для внедрения в пилотном энергетическом кластере «Эльгауголь». Указанный кластер включает в себя две протяженные линии электропередачи 220 кВ от подстанции Призейская в энергосистеме Амурской области до подстанции Эльгауголь в энергосистеме Республики Саха (Якутия). Линии электропередачи, соединяющие подстанции Призейская и Эльгауголь, имеют заходы на тяговые подстанции А и Б, находящиеся, соответственно, на расстоянии ориентировочно 100 км и 200 км от подстанции Призейская.

Учитывая возможность масштабирования и поэтапного развития мультиагентной автоматизированной системы, является перспективным создание на базе МАСУ НРМ ряда профильных продуктов, предоставляющих различным субъектам электроэнергетики дополнительные возможности по получению разнообразной информации о смежных энергообъектах, о качестве электроэнергии в текущий момент времени, о величине потерь мощности в электрических сетях и т.д. **Реализация этих возможностей позволит наиболее эффективным способом организовать «рынок системных услуг» в энергетике.**

Существенным отличием МАСУ от существующих традиционных «централизованных» систем являются обеспечиваемые МАСУ значительно **более высокие уровни кибербезопасности и надежности функционирования мультиагентной автоматизированной системы**. Это обусловлено возможностью автономной работы различных элементов системы, высокими уровнями надежности функционирования МАСУ в условиях недостаточности (недостоверности) используемой телемеханической информации.

6. Заключение

В настоящее время в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» разработан и проходит испытания опытный образец программно-технического комплекса мультиагентной автоматизированной системы управления напряжением и реактивной мощностью (ПТК МАСУ НРМ). На данном этапе реализации проекта подтверждена эффективность применения ПТК МАСУ НРМ и достижение заявленных критериев по снижению величины потерь мощности в электрических сетях, выполняется отработка мультиагентных технологий и решений эталонной архитектуры интеллектуальных энергосистем.

Разработка и внедрение в эксплуатацию интеллектуальных мультиагентных систем управления позволят создать основу для поэтапного повышения функциональности систем управления электрическими сетями, создаст предпосылки для реализации рынка системных

услуг в электроэнергетике, обеспечит возможность создания и развития рынка приложений для интеллектуальной энергетики, а также будет способствовать повышению надежности электроснабжения потребителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Концепция интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf).
2. Методический подход к разработке эталонной архитектуры ИЭС ААС (материал Архитектурного комитета ИЭС ААС, http://gridology.ru/).
3. Д. Холкин, Д. Новицкий, А. Иванов, Д. Сорокин. Инновационное развитие ЕНЭС на базе внедрения элементов интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивными сетями (SmartGrid). – Сборник докладов XVIII конференции ТРАВЭК. – Москва, 2014.
4. Wooldridge M. An Introduction to Multi-Agent Systems. – John Wiley and Sons Limited: Chichester, 2002.
5. S. McArthur and others. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Concepts, Approaches, and Technical challenges. – IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 4, 2007.
6. S. McArthur and others. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems. – IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 4, 2007.

ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ ТЭЦ В РОССИИ

Т.Г. Панкрушина, А.А. Хоршев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт энергетических исследований Российской академии наук, Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики»

Активное развитие теплофикации в России началось в послевоенные годы с целью обеспечения быстрого восстановления промышленности и инфраструктуры. Именно поэтому вплоть до конца 80-ых годов XX века в структуре теплопотребления страны очень существенная доля тепла (75 %) приходилась на производственные нужды предприятий. Кроме того, примерно в это же время начинается и активное развитие жилищного фонда в крупных городах и, в первую очередь, - в административных центрах.

Значительные тепловые нагрузки в областных и промышленных центрах требовали сооружения крупных источников (ТЭЦ), поэтому широкое распространение в них получило мощное паротурбинное оборудование с высокими параметрами пара. И в 1990 г. более половины установленной мощности ТЭЦ страны было сосредоточено в областных центрах.

Однако, как известно, в результате политических и экономических изменений, начиная с 1991 г. в России резко сократилось потребление как тепла, так и электроэнергии. В первую очередь, кризис отразился на основных потребителях тепла ТЭЦ – промышленных предприятиях, доля которых в структуре теплопотребления сократилась до 45 %.

В результате снижения загрузки ТЭЦ по теплу и электроэнергии, а также роста неплатежей большинство из них стали убыточными и для обеспечения устойчивости их функционирования началось повышение тарифов. Вследствие этого с середины 1990-ых годов начался стремительный уход экономически устойчивых потребителей от централизованного теплоснабжения. И, несмотря на частичное постепенное восстановление промышленности, большая часть крупных потребителей стала развивать собственные

источники тепла, отказавшись тем самым от возврата к централизованному теплоснабжению.

Последовательное сокращение суммарного потребления тепла во всех секторах экономики и снижение доли промышленности в структуре теплопотребления страны обусловило рост доли коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг. Рост тарифов на тепло и, особенно, на его транспорт привел к тому, что существенная доля тепла для нужд коммунально-бытового хозяйства отпускалась котельными, большая часть которых к настоящему времени морально и физически устарела.

Одна из объективных причин возрастания роли собственных источников в последнее время – высокий износ и аварийность тепловых сетей. Большая часть тепловых сетей была проложена также в период активного развития теплофикации и крупных ТЭЦ, поэтому и их протяженность очень велика. Несмотря на ежегодное обновление части тепловых сетей их явно недостаточно, и потребители, заинтересованные в надежном и бесперебойном энергоснабжении, стремятся использовать собственные источники тепла.

Таким образом, несмотря на очевидные преимущества комбинированного энергоснабжения по сравнению с раздельным, положение ТЭЦ в России в настоящее время критическое и для их «реабилитации» потребуется активная государственная и финансовая поддержка.

В первую очередь, это касается законодательства. Несмотря на принятый в 2010 г. № 190 Федеральный закон «О теплоснабжении», в соответствии с которым в качестве одного из основных принципов выделено «обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения», в настоящее время это носит скорее рекомендательный характер. Именно поэтому требуется разработка подзаконных актов, обеспечивающих исполнение принятых в законе положений.

В тесной связи с законодательным находится и рыночный аспект. Поэтому, во-вторых, для повышения эффективности работы ТЭЦ и уровня производства электроэнергии по наиболее экономичному теплофикационному циклу необходимо обеспечить их финансовое стимулирование в рамках оптового и розничного рынков электроэнергии.

В-третьих, высокая роль газа в электроэнергетике страны позволяет использовать наиболее современное парогазовое и газотурбинное оборудования с высоким КПД и в широком диапазоне установленной мощности. Доля ПГУ и ГТУ в установленной мощности ТЭЦ страны в настоящее время чуть более 11 %. Однако, в качестве «побочного» эффекта необходимо отметить, что большая часть такого оборудования либо покупается у иностранных поставщиков, либо производится по лицензии, что в условиях последних геополитических изменений может неблагоприятно отразиться на энергобезопасности страны.

В-четвертых, требуется диверсификация структуры потребляемых энергоресурсов для нужд теплофикации. Особенно это актуально для ряда районов, где развитие газовой генерации пока невозможно и может стать целесообразной атомная теплофикация или ТЭЦ на твердых бытовых отходах.

Для преодоления некоторых из этих препятствий целесообразно использовать успешный опыт развития теплофикации за рубежом для отдельных районов России со схожими климатическими и инфраструктурными условиями. Например, опыт Дании (переоборудование котельных в мини-ТЭЦ путем надстройки газовой турбины) может быть полезен в районах централизованного теплоснабжения с высокой долей изношенных котельных, а опыт Финляндии, где доля паротурбинного оборудования (работающего на местных видах топлива) очень высока и климатические условия сходны с российскими, может использоваться в районах с достаточными объемами собственных энергоресурсов (торфа, отходов деревообработки и др.).

Однако, в наибольшей степени может быть полезен опыт по стимулированию развития ТЭЦ в Европе, где действует множество разнообразных механизмов поддержки их развития и функционирования. Наибольшее распространение получили:

1) Льготный тариф (наиболее предпочтительный механизм). Этот механизм дает наибольшую уверенность в получении фиксированного уровня поддержки и значительно снижает инвестиционные риски;

2) Премии (надбавки) за снижение воздействия на окружающую среду: дополнительные выплаты сверх рыночной цены;

3) «Зеленые сертификаты» и сертификаты ТЭЦ;

4) Инвестиционная поддержка – частичное участие государства в первоначальных инвестиционных затратах (первоначальном капитале);

5) Налоговые льготы применяются в дополнение к другим видам поддержки (ускоренная амортизация, снижение налоговых ставок).

Начиная с 2008 г. в ИНЭИ РАН проводятся исследования по оценке эффективности и оптимальных масштабов развития теплофикации [1-4]. В рамках данных исследований был разработан двухэтапный методических подход, включающий в себя оценку эффективности ТЭЦ сначала на локальном, а затем и на системном уровне (рис. 1).

В результате выполнения первого этапа исследования при сравнении эффективности альтернативных схем энергоснабжения в разных городах РФ: 1) оценивается влияние локальных факторов на эффективность теплофикации; 2) предварительно очерчивается круг наиболее перспективных технологий теплофикации с исключением наименее эффективных; 3) формируются укрупненные технико-экономические показатели разных типовых источников энергоснабжения с приближенным учетом затрат на тепловые и электрические сети.

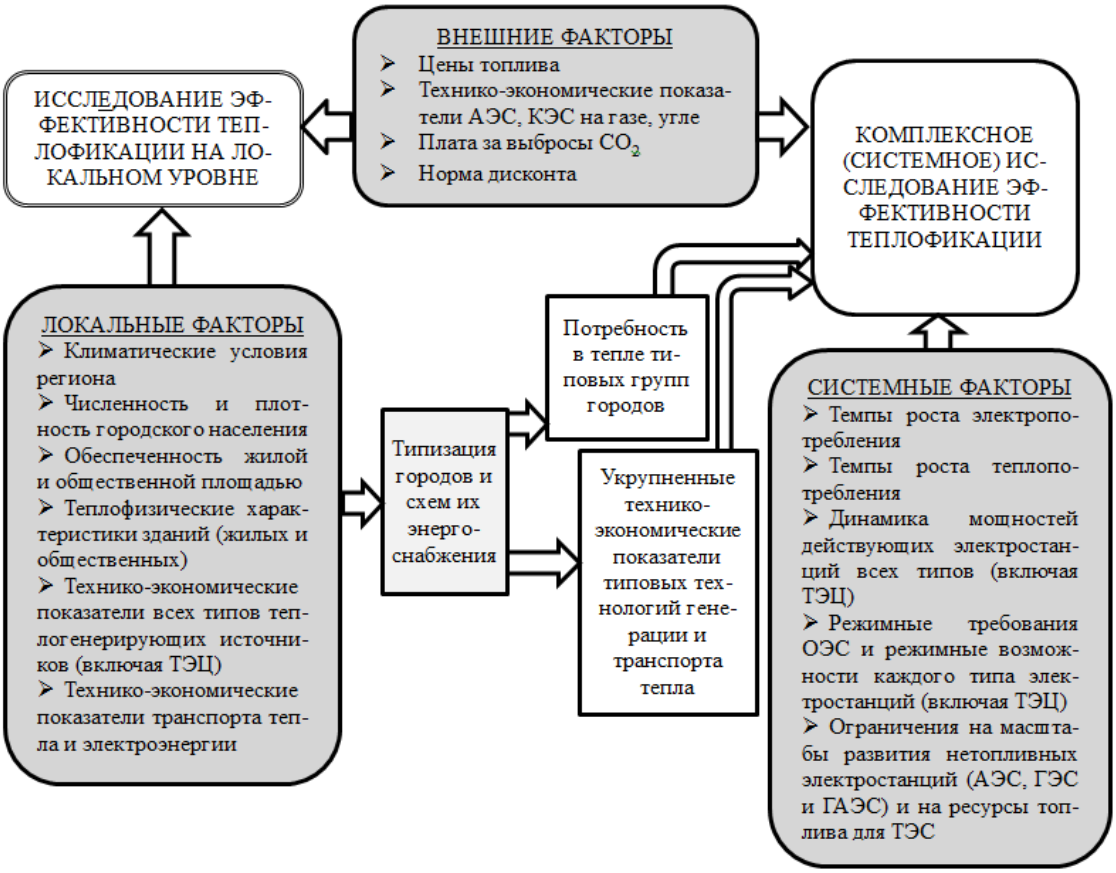


Рис.1. Принципиальная схема исследования эффективности теплофикации

Результаты первого этапа используются в качестве исходной базы в разработанной ИНЭИ РАН оптимизационной динамической модели развития и функционирования электроэнергетики и теплоснабжения России (EPOS) [5]. Эта модель позволяет определять

для каждого этапа рассматриваемого периода: оптимальную структуру мощности разных типов электростанций и соответствующее ей территориальное размещение новых электростанций разного типа; объемы годового производства электроэнергии и тепла электростанциями разного типа; объем топливопотребления тепловых электростанций и его структуру по видам топлива в увязке с топливно-энергетическим балансов регионов и развитием топливных отраслей.

Исследования по оценке эффективности теплофикации выполняется при следующих допущениях:

1. Сравниваются комбинированная и раздельная схемы энергоснабжения городов. При комбинированной схеме энергоснабжения в качестве источника тепла и электроэнергии рассматривается ТЭЦ на газе или атомная ТЭЦ, а при раздельной – отпуск тепла осуществляется от котельных на газе, а электроэнергии – от крупных электростанций (АЭС, КЭС на угле или ПГЭС).

2. Исследование выполняется на предпроектной стадии разработки схем энергоснабжения, в условиях отсутствия информации о перспективном росте потребности в тепле и электроэнергии конкретных городов и технико-экономических показателях конкретных источников энергоснабжения.

3. Все множество реальных городов страны представлено в виде их агрегированных групп с типовым набором исходных показателей. При этом, новые источники претендуют только на прирост тепловой нагрузки коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг (т. е. тепловую нагрузку новых жилых районов), а энергоснабжение существующей зоны застройки городов условно привязано к действующим источникам (с учетом возможности обновления их оборудования прогрессивным). Изменение нагрузки промышленности в городах и ее обеспечение в рамках данной постановки не рассматривается.

4. Для сравниваемых схем энергоснабжения учитывается необходимость транспорта тепла (от источника до типового жилого квартала) и электроэнергии (от источника или от сети оптового рынка до городского кольца).

Предлагаемый подход был опробован при выполнении следующих относительно частных работ:

- по оценке эффективности развития теплофикации с использованием парогазового и газотурбинного оборудования в широком диапазоне установленной мощности [1-4];
- по оценке эффективности и перспектив развития атомной теплофикации на основе энергоблоков мощностью до 100 МВт в России [6];
- по предварительной оценке эффективных масштабов использования всережимной ПГУ-20/25Т (разрабатываемой ОАО «ВТИ») для энергоснабжения новых районов малых городов в период 2030 г. [7];
- а также в таких комплексных работах как «Программа модернизации электроэнергетики России» и на предварительном этапе разработки проекта Энергетической стратегии России до 2035 г.

При выполнении каждой из этих работ были выделены и разграничены области эффективности рассматриваемых технологий. Так, например, атомная теплофикация может рассматриваться как перспективное направление развития электроэнергетики России преимущественно в ОЭС Северо-Запада, Центра и Средней Волги в городах с высокими приростами тепловой нагрузки.

Исследование эффективности всережимной ПГУ-20/25Т также показало наличие значительной области ее эффективного применения для энергоснабжения новых районов не только малых городов населением 50–100 тыс. человек, но и городов 100 – 250 тыс. человек.

Полученные при разработке Энергостратегии предварительные оценки показывают, что хотя доля ТЭЦ в структуре производства электроэнергии снизится в перспективе, роль ТЭЦ в централизованном теплоснабжении будет возрастать (к 2035 г. до 50 %). Кроме того, предполагается, что значительная часть прироста отпуска тепла от ТЭЦ как для нужд

промышленных предприятий, так и для населения и сферы услуг может быть обеспечена за счет развития «распределенной» генерации.

Тем не менее, пока это только самые общие (в целом по России и Федеральным округам) рекомендации по масштабам развития теплофикации, а конкретные (по отдельным субъектам РФ) траектории развития ТЭЦ подлежат уточнению в рамках корректировки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, а также схем теплоснабжения населенных пунктов с учетом конкретных условий их развития и функционирования (нагрузки реальных потребителей, протяженности и конфигурации тепловых сетей и т.д.).

Для этого требуется продолжить исследования эффективности ряда направлений развития теплофикации в России: так называемой «распределенной» когенерации, а также угольной теплофикации, особенно, в восточных районах страны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Волкова Е.А., Макарова А.С, Хоршев А.А., Урванцева Л.В., Шульгина В.С. Панкрушина Т.Г. Эффективность и перспективы развития теплофикации в современных экономических условиях. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» сто восьмое заседание от 24 февраля 2010 года. Москва. Издательство ИНП. 2010. 67 с.
2. Волкова Е.А., Панкрушина Т.Г., Шульгина В.С. Эффективность некрупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения. // Электрические станции. 2010. №7. С.2-10.
3. Ерохина И.В., Макарова А.С., Хоршев А.А., Урванцева Л.В. Комплексное исследование эффективности и масштабов развития теплофикации. // Электрические станции. 2010. №8. С.7-14
4. Ерохина И.В., Макарова А.С., Панкрушина Т.Г., Хоршев А.А. Перспективы развития теплофикации в России. // Академия энергетики. 2011. №2 (40). С.32-38.
5. Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е., Макарова А.С., Хоршев А.А. Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С.82-94.
6. Макарова А.С., Панкрушина Т.Г., Шаров Е.И., Шульгина В.С. Сравнительная эффективность атомной теплофикации в малых и средних городах России. // Электрические станции. 2014. №7. С.6-15.
7. Панкрушина Т.Г., Хоршев А.А., Шульгина В.С. Предварительная оценка эффективных масштабов использования всережимной ПГУ-20/25Т для энергоснабжения новых районов малых городов в период до 2030 г. // Известия РАН. Энергетика. 2014. №4. С.55-65.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭС С ТУРБОУСТАНОВКОЙ К-300-240-2 ХТГЗ И ТЕПЛОВЫМ НАСОСОМ АБСОРБЦИОННОГО ТИПА

С.В. Скубиенко, И.В. Янченко
ФГБОУ ВПО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова»

В настоящее время тепловые насосы (ТН) находят широкое применение не только в коммунально-бытовом секторе, но и в энергетической отрасли [1-3]. Применение ТН в технологических циклах электростанций способствует повышению показателей их тепловой экономичности, особенно если энергоблоки работают при переменных режимах. Если переменные режимы работы тепловых насосов парокомпрессионного типа (ПКТН), уже исследованы достаточно хорошо [4,5], то переменные режимы работы абсорбционных тепловых насосов (АБТН) и их влияние на тепловую экономичность энергоблоков электростанций в явном виде еще не рассматривались и исследованы не были.

На примере энергоблока ТЭС мощностью 300 МВт с турбоустановкой К-300-240-2 ХТГЗ, имеющей в составе АБТН (рисунок 1) были проведены исследования по оценке показателей тепловой экономичности электростанции при сезонных переменных режимах работы с коэффициентами недовыработки электрической мощности 0,7, 0,8, 0,9 и 1,0 [6,7].

Для проведения исследований была разработана математическая модель, в основу которой положена типовая методика расчета тепловых схем ТЭС [8], а для описания энергетических процессов протекающих в тепловой схеме ТЭС с АБТН, она была дополнена рядом уравнений, позволяющих оценить энергетические параметры теплового насоса и тепловую экономичность электростанции с учетом работы АБТН [9].

Анализ показателей тепловой экономичности ТЭС с АБТН, в зависимости от сезонных переменных режимов работы позволил выявить тенденции повышения КПД турбоустановки и КПД электростанции на 0,1÷0,4% (рисунок 2) и снижения удельных расходов теплоты на турбоустановку на 2,67÷56,39 кДж/(кВт·ч), а удельных расходов условного топлива на 1÷2 г/(кВт·ч).

При этом наибольшие значения показателей тепловой экономичности достигаются для режимов работы ТЭС с АБТН с коэффициентами недовыработки мощности 0,7, 0,8 и 0,9, что объясняется обеспечением заданной установленной мощности электростанции при меньших расходах теплоты на турбоустановку и энергоблок в целом.

При переменных режимах работы электростанции в зимний период, КПД ТЭС с АБТН по сравнению со стандартной тепловой схемой повышается на 0,3÷0,4%, что объясняется снижением расходов теплоты на турбоустановку и ТЭС в целом. Расход пара на турбину в данный период составляет порядка 162÷243 кг/с. В переходные периоды весны и осени, КПД ТЭС с АБТН повышается на 0,1÷0,3%, расход пара на турбоустановку при этом составляет 165÷251 кг/с. В летний период, КПД ТЭС с АБТН повышается на 0,1%. Расход пара на турбину при этом изменяется в пределах 170÷254 кг/с.

Прирост электрической мощности, за счет применения АБТН в системе регенерации в зависимости от режима работы электростанции изменяется от 105 до 2400 кВт (таблица 1).

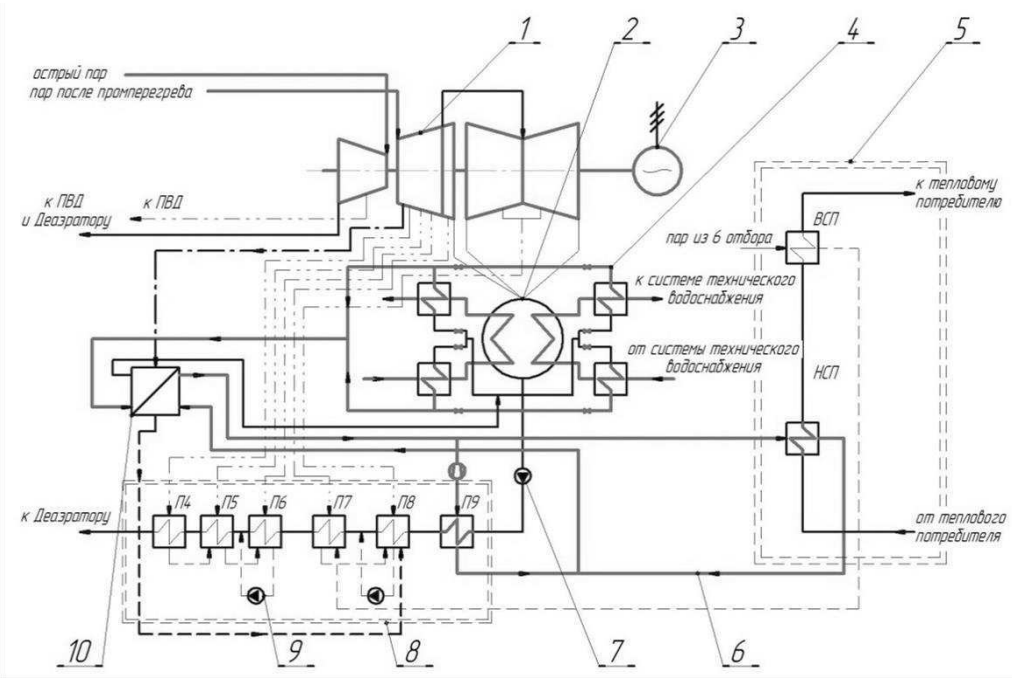


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-300-240-2 ХТГЗ с подключением теплового насоса: 1- паровая турбина; 2- конденсатор паровой турбины; 3- турбогенератор; 4- испарительный контур АБТН; 5- сетевая установка; 6- конденсационный контур АБТН; 7- конденсатный насос; 8- группа ПНД; 9- дренажный насос; 10- абсорбционный тепловой насос.

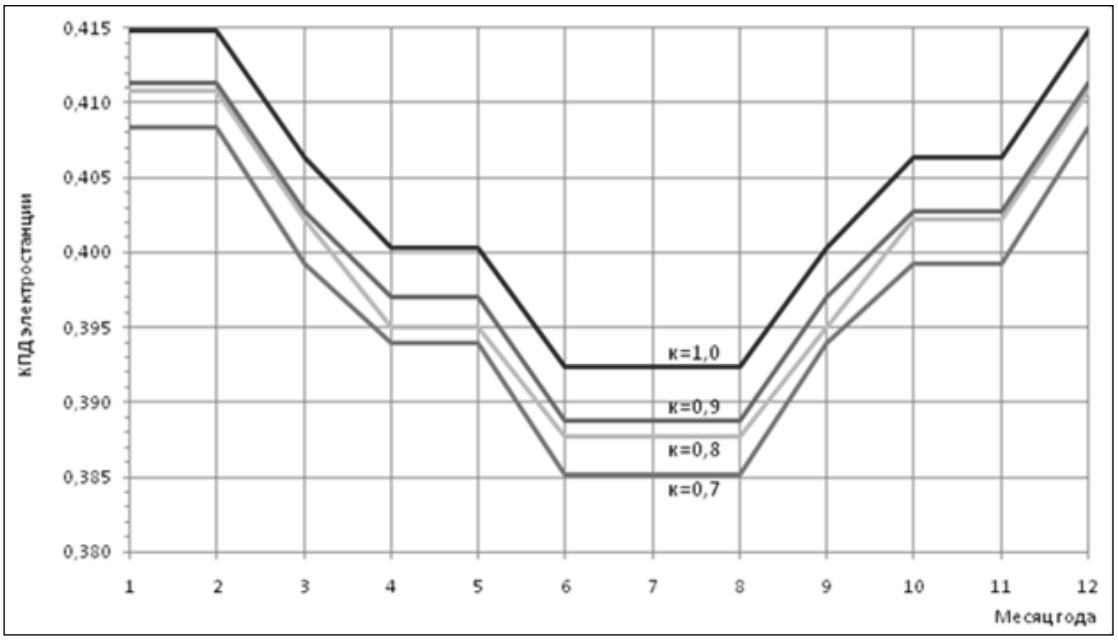


Рис. 2. Изменение величины КПД ТЭС с АБТН при сезонных переменных режимах работы

Таблица 1 Характеристики увеличения установленной электрической мощности ТЭС с АБТН работающей при переменных режимах

Коэффициент недовыработки электрической мощности электростанции	Температура охлаждающей воды, ^{o}C	Расход пара на турбину, кг/с	Прирост мощности электростанции при kэ=3,0, кВт	Прирост мощности электростанции при kэ=3,45, кВт
0,7	5	162	1500	2000
	12	165	1219	1577
	20	167	583	682
	27	170	240	290
0,8	5	189	1800	2300
	12	192	1395	1802
	20	195	145	283
	27	198	206	289
0,9	5	216	1600	2200
	12	220	1246	1727
	20	223	1100	1277
	27	227	566	682
1,0	5	243	1700	2400
	12	247	1220	1783
	20	251	1660	1892
	27	254	105	257

ВЫВОДЫ:

1. Для объективной оценки изменения показателей тепловой экономичности ТЭС необходимо проведение исследований их переменных режимов работы с тепловыми насосами, работающими в составе технологического цикла электростанции.

2. Применение АБТН в составе технологических циклов электростанций, работающих при переменных режимах, способствует повышению их КПД на 0,1÷0,3%.

3. Прирост электрической мощности энергоблока 300 МВт за счет применения АБТН в зависимости от режима работы и времени года может составить от 105 до 2400 кВт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Горшков В.Г. Эффективность парокомпрессионных и абсорбционных тепловых насосов// Молочная промышленность. 2011. №4. С. 46-47.
2. А.В. Попов, В.Г. Горшков, О.С. Леванов, С.О. Лысцов. Анализ эффективности различных типов водоохлаждающих машин на атомных электростанциях// Тяжёлое маш. 2010. №4.
3. Ефимов Н.Н., Скубиенко С.В., Янченко И.В. О целесообразности применения тепловых насосов в схемах электрических станций // Материалы за 10-а международная научно-практична конференция, «Ключевые вопросы в современной науке», - 2014. Том 36. Технологии. София. «Бял ГРАД-БГ» ООД - 112 стр. С.94-101.
4. Ильин А.К., Дуванов С.А. Анализ переменных режимов работы тепловых насосов// Вестник Саратовского государственного технического университета. 2004. Т. 4. № 1. С. 51-58.
5. Дуванов С.А. Исследование работы тепловых насосов на режимах, отличных от номинального, при сохранении выходных параметров. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Астрахань, 2006.

6. Ефимов Н.Н., Янченко И.В., Скубиенко С.В. Энергетическая эффективность использования абсорбционного бромисто-литиевого теплового насоса в тепловых схемах ТЭС /Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Техн. науки - 2014. - № 1. - С. 17-21.
7. Ефимов Н.Н., Скубиенко С.В., Янченко И.В. О возможности применения абсорбционного теплового насоса в тепловых схемах ТЭС // Материали за 10-а международна научна практична конференция, «Новината за напреднали наука», - 2014. Том 31. Технологии. София. «Бял ГРАД-БГ» ООД - 64 стр. С. 3-7.
8. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. 3 изд.–М.: Энергоатомиздат, 1987.– 327 с.
9. Ефимов Н.Н., Скубиенко С.В., Янченко И.В. Математическая модель режимов работы энергоблока ТЭС с тепловым насосом // Wyksztalcenie I nauka bez granic - 2013 : Materialy IX Miedzynar. nauk.-prakt. konf., 07-15 grudnia 2013 r. - Przemysl : Nauka i studia, 2013. - Vol. 46 : Techniczne nauki. - P. 3-10 .

ОПТИМИЗАЦИЯ ВУЗОВСКОЙ ПОДГОТОВКИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА АЭС НА ОСНОВЕ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ТРЕНАЖЕРОВ-ИМИТАТОРОВ

М.А. Вольман, В.К. Семенов
ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», инженерно-физический факультет, кафедра АЭС

Важным фактором, гарантирующим безопасную и надежную эксплуатацию сложных технологических объектов и производств, является высокий уровень подготовки персонала. В любой сфере промышленной деятельности, в том числе в атомной энергетике, многие аварии обусловлены ошибками человека. Статистические данные подтверждают, что более 50%, а в некоторых случаях даже до 90% промышленных аварий обусловлены несовершенством человека. Большая часть аварий может быть предотвращена лучшим управлением, более совершенным проектом или применяемой технологией, лучшими и обучением и инструкциями или более строгим исполнением правил. Человеческий фактор включается в систему безопасности сразу – при проектировании, изготовлении, испытании, но в большей степени проявляется при эксплуатации. Все решения конструктора, в том числе и ошибочные, прикрыты искусством моделирования, а наиболее явные ошибки проявляются при испытаниях и по мере возможности исправляются. На этапе эксплуатации безопасность должна быть подкреплена соответствующей подготовкой [1].

Кроме того, в нашей стране имеются значительные планы по развитию ядерной энергетики. Масштабы развития в период до 2030 г. определены в Энергетической стратегии с учетом развития всей экономики и энергетики в целом. Согласно документу суммарная мощность АЭС России составит к 2030 г. 52–62 ГВт (на сегодняшний день в нашей стране эксплуатируется 10 атомных электростанций, в общей сложности 33 энергоблока установленной мощностью 25,2 ГВт [2]). При интенсивном развитии и продлении сроков эксплуатации объектов атомной энергетики РФ возрастает потребность и в количестве высококвалифицированного персонала. А в связи с тем, что многие из тех, кто работает сейчас в атомной отрасли, в ближайшее время достигнут пенсионного возраста, эта проблема встает еще более остро. В первую очередь, решение данного вопроса возлагается на высшие учебные заведения, которые должны оправдывать возрастающие потребности в выпускниках и уровне их подготовки. Поэтому актуальной представляется проблема оптимизации вузовской подготовки будущего оперативного персонала АЭС.

Для подготовки персонала для ядерных объектов должен быть использован системный подход к обучению. Постоянное совершенствование программ подготовки помогает поддерживать учебные программы в актуальном состоянии, а также способствует повышению качества обучения. Подобное совершенствование должно отвечать компетентностному подходу к обучению. Компетентностно-ориентированный подход акцентирует внимание на результате образования, в качестве которого рассматривается не сумма усвоенной информации, а компетенции выпускника, характеризующие его способность применять знания, умения и личностные качества для успешной профессиональной деятельности, т.е. быть ориентированным на формирование знаний, умений и навыков.

Для эффективного решения обозначенной проблемы необходимо внедрение в вузовскую подготовку будущего оперативного персонала компьютерных тренажеров. Но, как уже говорилось, требуется системный подход. Для того чтобы работа студентов с тренажерами-имитаторами была максимально результативной, важна теоретическая подготовка, формирующая понимание физических процессов, происходящих в оборудовании ядерного энергоблока. Для этого могут быть использованы численные эксперименты на основе математических моделей, позволяющие количественно исследовать важные для теории и практики нейтронно-физические процессы в ядерном реакторе. Лишь следующей стадией подготовки может стать овладение техникой физического эксперимента. Таким образом, должны создаваться комплексы обучающим программ. На ближайшие 20–30 лет основным типом атомных энергетических установок будут являться установки на тепловых нейтронах с водо-водяными атомными реакторами ВВЭР [3]. Далее будут описаны основные элементы такого комплекса для изучения технологических процессов блока АЭС с реактором ВВЭР-1000.

Первая часть обучающего комплекса – компьютерный лабораторный практикум по кинетике реактора, реализованный в среде Mathcad. Кинетика реактора представляет собой задачу Коши на основе системы нелинейных дифференциальных уравнений [4]. Уравнения отличаются разными временными масштабами от 10^{-4} и до 4 с, т.е. относятся к классу так называемых жёстких дифференциальных уравнений, интегрирование которых осуществлено в среде Mathcad на основе алгоритма RADAUS [5].

Численные эксперименты на основе реализованной математической модели позволяют количественно оценить ряд важных для теории и практики нейтронно-физических процессов в ядерном реакторе ВВЭР-1000. Сюда относятся:

- исследования устойчивости реактора при малых случайных возмущениях реактивности;
- исследования динамики разгона реактора в аварийных режимах с любым наперёд заданным законом роста реактивности реактора во времени;
- исследования динамики перехода реактора с одного уровня мощности на другой;
- исследования динамики глушения реактора при сбрасывании стержней аварийной защиты с учётом конечного времени падения стержней и соответствующим законам ввода реактивности.

Кроме того, подключение к данному блоку подпрограмм, определяющих изменение реактивности реактора вследствие изменения концентрации борной кислоты или отравления реактора ксеноном и самарием, позволит количественно исследовать кинетику реактора при многофакторном изменении его реактивности.

Таким образом, модель позволяет изучить широчайший спектр вопросов, связанных с процессами, происходящими в реакторе, дает возможности для понимания физики этих процессов, наглядно показывает важнейшие параметры, влияющие на динамику реактора.

Вторая часть обучающего комплекса касается реакторных измерений. Безопасный пуск и последующая эксплуатация ядерного реактора возможны только при знании его нейтронно-физических характеристик (НФХ) с точностью, удовлетворяющей требованиям правил ядерной безопасности и теплотехнической надежности активной зоны.

Экспериментальное определение нейтронно-физических характеристик реакторов осуществляется как при вводе в эксплуатацию новых, так и после очередной перегрузки топлива действующих энергоблоков АЭС. Цель таких исследований – экспериментальное подтверждение безопасности эксплуатации реакторной установки, правильности выполненных нейтронно-физических расчетов реакторов, а также получение экспериментальных данных для корректировки констант и компьютерных программ, используемых для расчетного моделирования топливных циклов при проектировании и эксплуатации энергетических ядерных реакторов. Овладение техникой физического эксперимента на действующих реакторных установках является одной из важнейших задач при подготовке специалистов их эксплуатирующих. Перспективным направлением в связи с этим представляется разработка обучающих модулей, которые в качестве объекта исследования используют не сам реактор, а его математическую модель, реализованную в том или ином компьютерном тренажере.

В основу комплекса обучающих программ в части симуляции реакторных физических экспериментов положены РД «Типовые программы и методики проведения физических экспериментов на энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000» [6,7]. Этот документ устанавливает объем, методики и прядок проведения физических экспериментов (алгоритмы выполнения операций) с целью определения нейтронно-физических характеристик ядерного энергетического реактора, требования к исходному состоянию реакторной установки перед началом конкретного эксперимента, технические ограничения и меры по обеспечению ядерной безопасности, действия персонала в случае изменения состояния реакторной установки, необходимого для проведения работ, а также критерии успешности и контроль правильности выполнения экспериментальных исследований. Была проведена необходимая адаптация методик нейтронно-физических измерений к компьютерному имитатору.

В качестве имитатора используется Функционально-аналитический тренажер (ФАТ) энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320), реализованный на персональном компьютере в программной среде 3KeyMaster™, программный продукт ООО «Вестерн Сервисез». В основе ФАТ лежит математическое моделирование нейтронно-физических, тепломеханических, теплофизических и других процессов и, как следствие, построение модели функционирования энергоблока в различных режимах. Широкие возможности ФАТ позволяют проводить эксперименты над активной зоной, моделировать различного рода штатные и аварийные ситуации. Мобильность и удобство при работе на персональном компьютере позволяют эффективно использовать ФАТ в учебном процессе. Для ФАТа адаптированы следующие реакторные эксперименты и методики их обработки:

- определение температурного, барометрического и плотностного коэффициентов реактивности на минимально контролируемом уровне мощности реактора;
- определение мощностного, температурного, барометрического и плотностного коэффициентов реактивности на энергетических уровнях мощности реактора;
- определение дифференциальных и интегральных эффективностей групп ОР СУЗ и коэффициента реактивности по концентрации борной кислоты в реакторе на минимально контролируемом уровне мощности;
- определение эффективности аварийной защиты реактора и эффективности наиболее эффективного органа регулирования СУЗ;
- определение мощностного коэффициента и мощностного эффекта реактивности при увеличении мощности реактора от минимально контролируемого уровня до одного процента номинальной величины.

Кафедра АЭС ИГЭУ располагает также полномасштабным тренажером (ПМТ). ПМТ – программно-технический моделирующий комплекс, предназначенный для профессионального обучения оперативного персонала блочного щита управления (БЩУ) АЭС с использованием полномасштабной модели реального БЩУ и комплексной всережимной математической модели энергоблока, функционирующей в реальном масштабе времени. На ПМТ обучаемый выполняет такие же действия, как оператор на БЩУ

энергоблока-прототипа. ПМТ соответствует системам и оборудованию энергоблока ВВЭР-1000 с ядерным реактором В-320. Он обеспечивает моделирование в реальном масштабе времени всех режимов эксплуатации АЭС и также позволяет симулировать описанные выше физические эксперименты. Тренажерная подготовка является очень мощным инструментов по формированию профессиональных компетенций будущего специалиста. Третьей частью описанного обучающего комплекса является симуляция на компьютерном и полномасштабном тренажерах процессов пуска и останова блока. Причем полномасштабный тренажер за счет наличия в натурном варианте БЩУ и ощущения реальности происходящего позволяет, кроме всего прочего, проводить работу по выявлению индивидуально-личностных качеств, влияющие на успешность выполнения заданий на полномасштабном тренажере АЭС. Личностные особенности – один из компонентов формирования компетенций, которые, как уже говорилось, и являются желаемым результатом образовательного процесса.

Для оценки индивидуально-психологических особенностей личностей была выбрана стандартизированная валидизированная психодиагностическая методика – многофакторный личностный опросник Р. Кеттелла. Респонденту (студенту) предлагается ряд вопросов (всего 105), которые помогают определить некоторые личностные особенности студентов. В свою очередь для определения групп студентов успешно/неуспешно справившихся с заданием на тренажерном комплексе использовался метод экспертных оценок. Эксперт оценивал работу студенты по следующим показателям: техническая эрудиция, скорость принятия решения, общее впечатление. Соотнесение результатов этих исследований позволяет выявить индивидуально-личностные качества, влияющие на успешность выполнения заданий на полномасштабном тренажере. В результате разрабатываются рекомендации по эффективной реализации этих качеств в ходе тренажерных занятий.

ВЫВОДЫ

Интенсивное развитие и продление сроков эксплуатации объектов атомной энергетики, проблема обеспечения безопасности этих объектов определяют всевозрастающую потребность в высококвалифицированном персонале. Вузы должны удовлетворять потребности отрасли в выпускниках и уровне их подготовки. Оптимизация вузовской подготовки будущего оперативного персонала возможна за счет внедрения компьютерного моделирования и тренажеров-имитаторов в рамках комплексов обучающих программ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Носовский А. В., Васильченко В. Н., Павленко А. А. и др. Введение в безопасность ядерных технологий // Под ред. А. В. Носовского. - К.: Техніка, 2006.
2. http://www.rosatom.ru/aboutcorporation/activity/energy_complex/ electricitygeneration
3. Карзов Г.П. Разработка новых конструкционных материалов для повышения эффективности и надежности оборудования АЭС. Восьмая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», г. Москва, 2012.
4. Семенов В.К. Кинетика и регулирование ядерных реакторов. – Иваново: ИГЭУ, 2008.
5. Кирьянов Д.В. Mathcad 13 в подлиннике. – СПб.: БХВ – Петербург, 2005.
6. Методики расчета нейтронно-физических характеристик по данным физических экспериментов на энергоблоках атомных электростанций с реакторами ВВЭР-1000: руководящий документ РД ЭО 0151-2004 / Концерн «Росэнергоатом». – М., 2005.
7. Типовые программы и методики проведения физических экспериментов на энергоблоках атомных электростанций с реакторами ВВЭР-1000: руководящий документ РД ЭО 0150-2004 / Концерн «Росэнергоатом». – М., 2005.

Научный руководитель: В.К. Семенов, д.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кафедра АЭС.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ РЕАКТОРА БРЕСТ-ОД-300 И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ

А.Р. Дягель, С.В. Лавриненко
НИТПУ, ЭНИН, АТЭС

Введение. На сегодняшний день актуальным является создание нового облика ядерной энергетики, основанной на применении реакторов естественной безопасности, что позволит исключить крупные аварии на АЭС и вместе с этим снизить стоимость строительства и эксплуатации ядерных энергоблоков, а также реализации замкнутого ядерного топливного цикла (ЯТЦ) для полного использования энергетического потенциала уранового сырья. Первым итогом работы стал концептуальный проект ядерного энергетического комплекса, состоящего из АЭС, пристанционного ядерного топливного цикла и хранилища отходов.

Реакторная установка БРЕСТ-ОД-300 представляет собой двухконтурный парогенерирующий энергоблок.

В качестве топлива рассматривается хорошо совместимое со свинцом и материалом оболочки твэла высокоплотное (14.3 г/см^3) и высокотеплопроводное (20 Вт/м • К) мононитридное смешанное уран-плутониевое топливо (UN-PuN), в качестве материала оболочки - хромистая сталь ферритно-мартенситного класса. Теплоноситель - жидкий свинец, который не вступает в экзотермическое взаимодействие с водой, воздухом и конструкционными материалами, не горит, радиационно стоек, слабо активируется и позволяет осуществить теплоотвод при низком давлении и большом запасе до кипения ($T_{кип}$ = 2000°С при Р = 1 МПа).

Активная зона набрана из 145 бескожуховых ТВС квадратного сечения с твэлами стержневой конструкции. Для радиального выравнивания подогрева теплоносителя центральные ТВС набраны из твэлов диаметром 9.4 мм, два следующих ряда - из твэлов диаметром 9.8 мм, и последний ряд - из твэлов 10.5 мм.

Отвод тепла от активной зоны реактора осуществляется за счет принудительной циркуляции насосами свинцового теплоносителя (СТ). Нагреваясь до температуры 540°С он перетекает во входные полости парогенератора (ПГ) и опускаясь по межтрубному пространству, отдает свое тепло теплоносителю второго контура (водяному пару), проходящему внутри трубок ПГ. Охлажденный примерно до 420°С свинец выливается в камеру всасывания насосов, откуда снова подается в напорную камеру. Конструкция свинцового контура с большой теплоаккумулирующей способностью и инерцией расхода, а также наличие байпасного тракта обеспечивает естественную циркуляцию свинца при отключении насосов [1].

Помимо энергоблока БРЕСТ-ОД-ЗОО в состав реакторной установки входят системы, обеспечивающие ее нормальную эксплуатацию:

- Система газового разогрева реактора необходима для разогрева конструкций реактора перед заполнением его теплоносителем.
- Система заполнения реактора свинцомобеспечивает прием свинца в транспортные емкости.
- Система обработки теплоносителя газовыми смесями для периодической (1 раз в 1-2 года) обработки свинцового теплоносителя окислительно-восстановительными газовыми смесями и очистки используемых смесей от радиоактивных примесей.
- Система очистки радиоактивного газа реактора предназначена для очистки газо-аэрозольных выбросов АЭС от радиоактивных продуктов деления.
- Система охлаждения шахты реактора необходима для охлаждения бетона шахты атмосферным воздухом, работает за счет естественной циркуляции воздуха (пассивный принцип охлаждения). Трубопроводы охлаждения располагаются в бетоне по периметру шахты реактора.

- Четыре канала безопасности для обеспечения безопасности работы блока. В каждый канал входит система нормального и аварийного расхолаживания реактора (СНАР) - для отвода остаточных тепловыделений реактора к конечному поглотителю (атмосферному воздуху). Система работает на пассивном принципе охлаждения.

- Система локализации течи парогенераторов служит для защиты реактора от превышения допустимого давления в корпусе и локализации радиоактивных веществ, образующихся при аварийной разгерметизации трубки парогенератора, при аварии парогазовая смесь поступает в теплообменник-конденсатор, далее конденсат направляется в спецканализацию, а газ – либо в спецвентиляцию, либо в систему газоочистки.

- Система защиты от превышения давления служит для защиты реактора от превышения допустимого давления в корпусе при возникновении аварии, связанной с одновременным разрывом до 11 трубок парогенератора и последовательным разрывом до 24 трубок.

Второй контур - нерадиоактивный и состоит из паропроизводительной части парогенераторов, главных паропроводов, системы питательной воды и одного турбоагрегата. В качестве воднохимического режима второго контура принят освоенный и распространенный практически на всех блоках ТЭС сверхкритического давления нейтрально-кислородный водный режим.

В отличие от существующих в мире АЭС, где второй контур влияет на обеспечение безопасности в случае аварийного отвода тепла от реакторной установки, в рассматриваемом проекте на него эта функция не возлагается. Во втором контуре имеется - всего лишь два элемента безопасности - предохранительные клапаны парогенератора и отсечные клапаны, установленные на линии подачи питательной воды в парогенератор. Их назначение: предотвращение недопустимого повышения давления в парогенераторе и предупреждение “замерзания” свинцового теплоносителя 1-го контура.

Архитектурно-строительное решение комплекса. Впервые в отечественной практике строительства атомных электростанций в проекте комплекса заложена технология строительства на основе монолитного железобетона, что позволяет удешевить и сократить сроки строительства.

Главный корпус АЭС состоит из двух частей: здание реактора и здание турбоустановки. В качестве проектного землетрясения принято 6 баллов, в качестве максимально расчетного землетрясения - 7 баллов, здания разделены между собой антисейсмическим температурно-деформационным швом.

Здание турбоустановки, состоящее из машинного зала и обстроек, размещается на единой монолитной железобетонной фундаментной плите. Центральный объем (ширина - 32 м, длина - 50 м, высота свода - 48.4 м), содержит шахту с реакторной установкой и оборудованием первого контура, тоннель перегрузки топлива, транспортный коридор, центральный зал с трубопроводами второго контура и системами охлаждения шахты реактора. Центральный объем перекрыт монолитным железобетонным сводом в отметках 40.800 × 48.400 и служит защитой для оборудования от внешних воздействий.

Пристанционный ядерный топливный цикл БРЕСТ-ОД-ЗОО позволяет практически неограниченно расширить ресурсную базу атомной энергетики за счет организации циркуляции ядерного уран-плутониевого топлива равновесного состава с необходимостью добавления лишь небольшого количества обедненного или природного урана.

Особенностями цикла является, во-первых, полная дистанционность ведения технологического процесса, ремонта и обслуживания оборудования и, во-вторых, технологический процесс без использования манипуляторов, которые применяются только для переналадки оборудования и замены вышедших из строя либо изношенных узлов оборудования.

В соответствии с хронологией и объемом выполняемой программы, пристанционный цикл БРЕСТ-ОД-ЗОО разбит на две очереди.

Первая очередь пристанционного цикла предназначена для фабрикации первых топливных загрузок реакторных установок БРЕСТ-ОД-ЗОО (145 ТВС, 17 600 кг мононитридного топлива) и БН-800 (776 ТВС, 31 700 кг мононитридного топлива) в течение года и включает в себя участки фабрикации порошка из исходных ядерных материалов, таблеток, твэлов, тепловыделяющих сборок.

Вторая очередь пристанционного цикла включает (дополнительно к первой) участки разделки и регенерации облученного топлива. Ввод в действие 2-й очереди планируется ориентировочно через 3 года после ввода в эксплуатацию первой очереди.

В выполненном техническом проекте обращения с радиоактивными отходами предусмотрено оптимальное их разделение на отдельные потоки с учетом активности, агрегатного состояния и других характеристик для последующей переработки каждого потока наиболее эффективным и безопасным способом. В результате переработки получаются минимальные по объему конечные продукты, надежно удерживающие содержащиеся в них радионуклиды в условиях хранения и захоронения [2].

Долгосрочный сценарий развития атомной энергетики.

В стратегии развития ядерной энергетики России можно выделить некоторые ключевые направления:

- строительство в ближайшие 20-30 лет усовершенствованных тепловых реакторов, работающих на обогащенном уране, до исчерпания экономически приемлемых запасов природного урана (первый этап);
- переработка отработавшего топлива тепловых реакторов для выделения плутония и долгоживущих нуклидов;
- начало развития после 2030 г. быстрых реакторов нового поколения на базе плутония, выделенного из облученного топлива ядерных реакторов (второй этап).

На базе материальных балансов топлива рассмотрим потенциал развития системы ядерной энергетики на тепловых и быстрых реакторах типа БРЕСТ с небольшим избыточным воспроизводством (КВА ~ 1,05).

С 2030 г. на базе плутония, выделяемого из перерабатываемого облученного топлива тепловых реакторов, вводится по одному реактору БРЕСТ-1200 за один год. Если требуемого количества плутония недостаточно, в рассматриваемый год БРЕСТ не вводится.

Развитие реакторов БРЕСТ проводится до достижения установленной мощности 300 ГВт (250 реакторов БРЕСТ-1200), далее эта система работает до исчерпания отвального урана, так как подпитка в данном расчете осуществлялась только отвальным ураном.

Результаты расчетов по рассматриваемому сценарию развития ядерной энергетики представлены на рисунках. Согласно рисунку 1 для доступных запасов природного урана в размере 500 тыс. т суммарная электрическая мощность тепловых реакторов возрастает до 49 ГВт к 2036 г., после 2041 г. она монотонно убывает в связи с выводом реакторов из эксплуатации после достижения предельного срока службы. Начав развитие в 2030 г., мощность реакторов БРЕСТ-1200 достигает к 2050 г. 26 ГВт, к 2100 г. – 112 ГВт и выходит на уровень 300 ГВт в 2160 г. Далее эта система обеспечена ресурсами отвального урана для работы до 3750 г (в соответствии с рисунком 2). Представленные результаты показывают возможности развития системы тепловых и быстрых реакторов по обеспеченности их топливом.

Дальнейшая перспектива тепловых реакторов заключается в переводе на ториевый цикл с наработкой недостающего ^{233}U в бланкетах быстрых или в цикле Pu-Th-^{233}U тепловых реакторов [3].

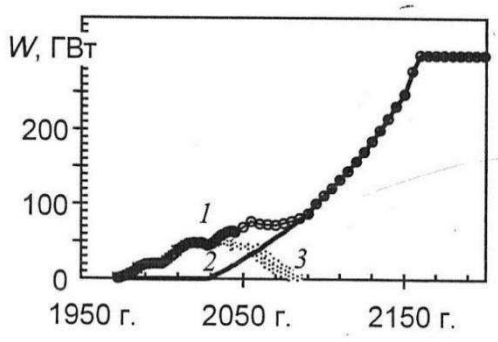


Рис.1. Установленная мощность АЭС с тепловыми и быстрыми реакторами (1), тепловыми (3), быстрыми (2) на начальном этапе развития крупномасштабной ядерной энергетики России (до 2200 г.)

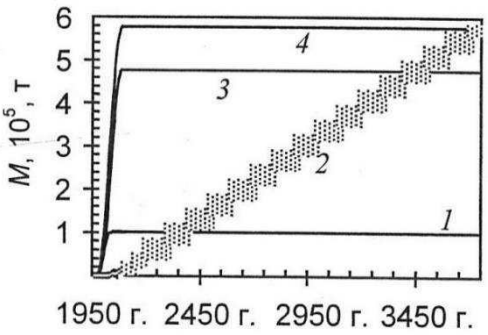


Рис.2. Потребление природного 100 тыс. т РБМК (1), 476 тыс. т ВВЭР (3), суммарное 576 тыс. т (4) и 570 тыс. т отвального урана реакторами БРЕСТ (2)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследовательских и проектных работ указывают на возможность реализации в энергокомплексах с реакторной установкой типа БРЕСТ основных требований к крупномасштабной ядерной энергетике по безопасности и экономичности. А возможность работы установки в замкнутом ЯТЦ на собственном регенерированном топливе в значительной мере расширяет масштабы и горизонты развития ядерной энергетики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Адамов Е.О., Габарев Б.А., Орлов В.В., Филин А.И. Опытно-демонстрационный реактор БРЕСТ// Энергия: экономика, техника, экология. 2003. №8. С. 25-30.
2. Габарев Б.А., Орлов В.В., Филин А.И. Экспериментальная АЭС с реактором БРЕСТ и пристанционным топливным циклом для Белоярской АЭС// Энергия: экономика, техника, экология. 2003. №.9. С. 23-29.
3. Адамов Е.О., Габарев Б.А, Ганев И.Х., Лопаткин А.В., Муратов В.Г., Орлов В.В. Потенциал развития и возможность достижения состояния радиационной эквивалентности урана и отходов в перспективной ядерной энергетике// Атомная энергетика. 2003. №2. С. 83-88.

Научный руководитель: С.В. Лавриненко, ассистент кафедры АТЭС ЭНИН ТПУ.

CALCULATION METHODOLOGY OF FAST FISSION FACTOR IN A THERMAL REACTOR

D.V. Grishko, D.Y. Malishev, A.V. Kuzmin
National Research Tomsk Polytechnic University

Cross-section of fission fuel (^{235}U, ^{239}Pu, ^{233}Th) is a continuous spectrum with energy distinct from zero. It is mean, that in all reactors there are processes of fission on a heat, resonance and fast neutrons. Such elements as uranium and thorium are fissionable at specific energy (higher than boundary energy). For example, fast neutrons with energy 1.1 Mev fission ^{238}U. There is a chance that fast neutrons will cause fission. It appearance causes other fission neutrons. The coefficient of the fast fission accounts this process.

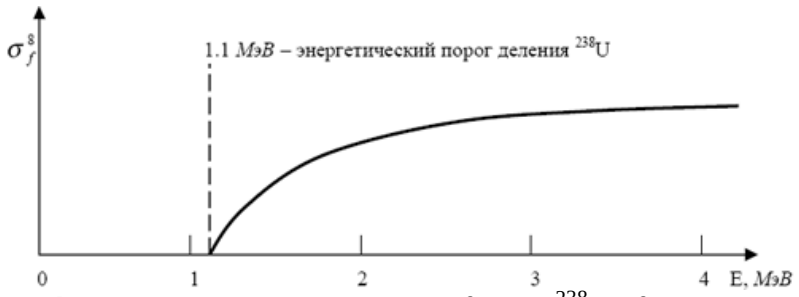


Fig. 1. characteristic curve micro-cross-fission ^{238}U of neutron energy.

The coefficient of the fast fission μ is defined as a ratio number of fast neutrons generated in a nuclear reactor by all fissions to the number of the fast neutrons generated by thermal fission. American scientist Leo Szilard was first who discovered that this coefficient important for neutrons balances. This factor was used in the plutonium project first time.

Fast fission factor depends from such characteristics as: the radius of block, uranium-water ratio and fuel enrichment. It is necessary to determine the explicit dependencies and justify it. The higher radius of block the higher fast-fission factor, it is caused by increased likelihood of a neutron collision test in the block in which it arose. The higher the uranium-water ratio the higher value μ, it is caused by «cross effect». The higher concentration of ^{235}U the lower μ. As already mentioned, the coefficient of the fast fission depends on the ration $\frac{V_{UO_2}}{V_{H_2O}}$, which determines the grid as "close" or "discharged". Lattice considered "tight" if:

$$\bar{l}_{зам} / \lambda_s^{зам} < 1, \quad (1)$$

$\bar{l}_{зам}$ - a middle way in the moderator, $\lambda_s^{зам}$ - the average way of a fast neutron between two successive collision in the moderator.

Only "tight" lattice will be used further for the research.

The problem of heterogeneous reactor calculation consist in the neutron fluxes at each point of the core have a different meaning, and its boundaries should be considered neutron leakage from the reactor. Calculation is complicated by infeasibility of diffusion approximation in point of the core and border moderator layer too. Equivalent mesh is divided from lattice to simplify calculation. It is suggested neutron characteristics and size of equivalent mesh are even. That has made it possible to study only one mesh. Hereafter 0 is the index of equivalent mesh block, 1 – is the index of moderator.

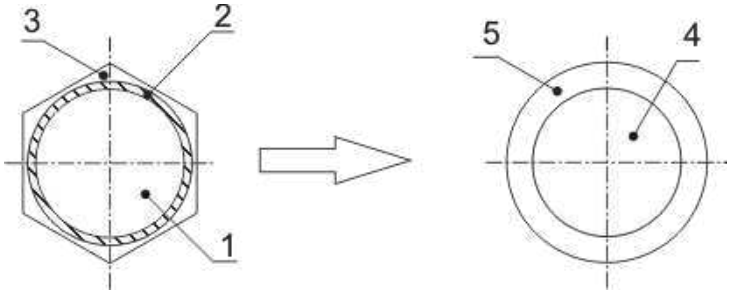


Fig. 2. Transformation real lattice in equivalent mesh block.

1 – fuel, 2 – fuel element jacket, 3 – moderator, 4 – equivalent mesh block, 5 – moderator of equivalent block.

In our day there are two methods of calculating the fast fission coefficient. The first method is described in [1], which is based on a method of first collision probability. Principle of method: calculation of the probability of simple spatially distributed sources with an isotropic angular distribution of the neutrons. The probability of neutron collision, which start move in the zone i, is:

$$P_{ij} = \frac{\Sigma_{tj}}{V_i} \int_{V_i} dr' \int_{V_j} \frac{\exp(-\overline{\Sigma_t \cdot R_{12}})}{4 \cdot \pi \cdot R_{12}^2} dr, \quad (2)$$

$\overline{\Sigma_t \cdot R_{12}}$ - the total optical thickness of the motion of the neutron from point r' to point r; $R_{12} = |r - r'|$ - total cross section for the interaction of neutrons with the nucleus zone j.

Subject to the assumptions and approximations (rational Wigner approximation) for two–region mesh there is a formula for calculation collision probability of neutrons in a block of tight lattice:

$$Q_{00} = \frac{\bar{l}_0 \cdot \Sigma_{x0}}{\bar{l}_0 \cdot \Sigma_{x0} + a \cdot \gamma_p}, \quad (3)$$

$\bar{l}_0 = 4V_0 / F_0$ - average chord in the equivalent mesh block; $\Sigma_{x0} = \Sigma_{a0} + \Sigma_{R0} - \chi \cdot \nu_f^8 \cdot \Sigma_{f0}^8$ - neutron cross-section in the block; χ - quantity of fission neutrons with energies higher than boundary energy (for $E_{пор} = 0{,}821$ МэВ $\chi = 0{,}752$); Σ_{R0} - slip-section of neutrons from the block (assuming that only the inelastic scattering is accompanied by a great loss of energy $\sigma_R = \sigma_{in}$); a – variable of Bell, depend of optic depth and shape of the body (a = 1.5); γ_p - shading coefficient in the lattice:

$$\gamma_p = \frac{C}{1 + (a-1)(1-C)}, \quad (4)$$

C - Dankova-Ginzburg coefficient.

Value C was used to account the resonance absorption of neutrons in tight lattices. There are many shrewd approximation formulas for the calculation of the coefficient of Dancova-Ginsburg, but the most widespread formula proposed by Sauer. For cylindrical blocks it appear as follows:

$$C = 1 - \frac{\exp(-t \cdot \Sigma_{x1} \cdot \bar{l}_1)}{1 + \Sigma_{x1} \cdot \bar{l}_1 \cdot (1 - t - \delta t)}. \quad (5)$$

$\Sigma_{x1} = \Sigma_{a1} + \Sigma_{R1}$ - Effective cross section of the moderator; $t = (b_p - d_0) / \bar{l}_1$ - the shortest distance between the surface of the block, measured in units of $\bar{l}_1$;

$\delta t = \Sigma_{x1} \cdot \bar{l}_1 / (7 + \beta \cdot \Sigma_{x1} \cdot \bar{l}_1)$ - allowance Bonalumi the shape of the mesh;

β - coefficient depending on the shape of the mesh (β = 17/3 - for the hexagonal mesh, β = 17/8 – for square lattice);

The formula for the calculation of the fast fission in tight lattices:

$$\mu = 1 + \chi \frac{\nu_f^8 \cdot \Sigma_{f0}^8 - \Sigma_{a0}}{\Sigma_{t0} / Q_{00} - \left(\chi \cdot \nu_f^8 \cdot \Sigma_{f0}^8 + \Sigma_{s0}\right)}. \quad (6)$$

For highly enriched uranium (C_5 > 5 %), formula for the calculation include the divisions of ^{235}U in the above-threshold energies:

$$\mu_* = \mu \frac{\overline{\nu_f^{-5}} \cdot \overline{R}_{fr}^5}{\overline{\nu_f^{-5}} \cdot \overline{R}_{fr}^5 - \overline{\nu_f^{-5}} \cdot \Sigma_f^5 \cdot \overline{\Phi}_0}, \quad (7)$$

$\overline{R}_{fr}^{5}$ - Fission counting rate in thermal range; $\overline{\nu}_f^{5} \cdot \Sigma_f^{5} \cdot \overline{\Phi}_0$ - the number of neutrons produced by fission ^{235}U neutrons suprathreshold.

Another method of calculating the coefficient of the fast fission is presented in the work [2]. In this metod fast neutrons are separated into three groups, than, as in the previous method, the average cross-section is calculated for fast neutrons, which belong to the first group only.

Group 1: That portion of the fission spectrum with energies above 1.4 MeV. The fission spectrum is considered by formula:

$$\Phi(E) = \exp\left(E / 0{,}965\right) \cdot \sinh\sqrt{2{,}29 \cdot E}.$$

Group 2: This is a part of the fission spectrum, which located below the fission threshold ^{238}U.

Group 3: Those neutrons which have been scattered out of group 1 because of elastic and non-elastic scattering. The spectrum is taken to be:

$$\Phi(\mathrm{E}) = \mathrm{E} \cdot \exp(-\mathrm{E}); \quad \mathrm{E} < 1{,}4 \ \text{МэВ}.$$

Submitted function of the neutron spectrum is unnormalized Watt spectrum for promptly born neutron.

The formula for calculating the coefficient of fast fission factor for an infinite lattice:

$$\mu_\infty - 1 = C_1 \cdot G_1 - C_2 \cdot L_2 - C_3 \cdot L_3,$$

Where C_1 is the number of collisions per original fast neutron for the I – th group; and G_1, L_2, and L_3 are the gains and losses, respectively, per collision groups 1, 2, and 3.

$$C_1 = \frac{f_1 \cdot P\left(a_1, \frac{\kappa R}{a_1}\right)}{1 - P(a_1, 0) \cdot \frac{\nu_1 \cdot f_1 \cdot \sigma_{f,1} + \sigma_{S,1,1}}{\sigma_{t,1}}}; \quad (8)$$

$$C_2 = \frac{f_2}{1 - P(a_2, 0) \cdot \frac{\sigma_{S,2,2}}{\sigma_{t,2}}} \cdot \left[P\left(a_2, \frac{\kappa R}{a_2}\right) + \frac{\nu_1 \cdot \sigma_{f,1}}{\sigma_{t,1}} \cdot C_1 \cdot P(a_2, 0) \right]; \quad (9)$$

$$C_3 = \frac{P(a_3, 0)}{1 - P(a_3, 0) \cdot \frac{\sigma_{S,3,3}}{\sigma_{t,3}}} \cdot \frac{\sigma_{S,1,3}}{\sigma_{t,1}} \cdot C_1; \ G_1 = \frac{(\nu_1 - 1) \cdot \sigma_{f,1} + \sigma_{c,1}}{\sigma_{t,1}}; \quad (10)$$

$$L_2 = \frac{\sigma_{c,2}}{\sigma_{t,2}}; \ L_3 = \frac{\sigma_{c,3}}{\sigma_{t,3}}, \quad (11)$$

Where ν_1 - average number of neutrons emitted per U^{238} fission; f_1 - fraction of fission neutrons born in group 1; $f_2 = 1 - f_1$ - fraction of fission neutrons born in group 2;

$P\left(a_i, \frac{\kappa R}{a_i}\right)$ - collision probability in fuel for a group I source distributed as the thermal flux;

k – inverse thermal neutron diffusion length, $cm^{-1;}$ R – measure of size of fuel lump, cm; $a_i = R/\lambda_i$, where λ_i total meanfree path in fuel lump for group i neutrons; P (a_1,0) - collision probability in fuel for a uniformly distributed source of group i neutrons.

The ratio -is a little less than 1. In particular,

$$\left.\begin{array}{l} \text{при } a = 1,\ \dfrac{P\left(a_i, \frac{\kappa R}{a_i}\right)}{P(a_i, 0)} \approx 1 - 0{,}012 \cdot \dfrac{\kappa \cdot R}{a} \\ \text{при } a = 0{,}5,\ \dfrac{P\left(a_i, \frac{\kappa R}{a_i}\right)}{P(a_i, 0)} \approx 1 - 0{,}009 \cdot \dfrac{\kappa \cdot R}{a} \end{array}\right\} 0 < \frac{\kappa \cdot R}{a} < 4 \quad (12)$$

$$\text{при } a \to 0,\ \frac{P\left(a_i, \frac{\kappa R}{a_i}\right)}{P(a_i, 0)} \to 1.$$

Fast fission factor is about 1.02 - 1.05 in PWR reactors with tight lattice. This value is caused by neutron scattering by oxygen, since uranium oxide is used as a reactor fuel. It ought to be remarked that main difficulty in fast fission factor calculation are cross effect and neutron leakage in the high-energy region. These effects has great impact on value of μ, that is why effects reckoning is important for reactors with water-uranium lattice. Presented methods make possible to consider cross effect. Second one considers neutron leakage in consequence of lattice limitation. Computational error is on the average of 6% in presented methods, so thus it is acceptable to use it in research.

REFERENCES:

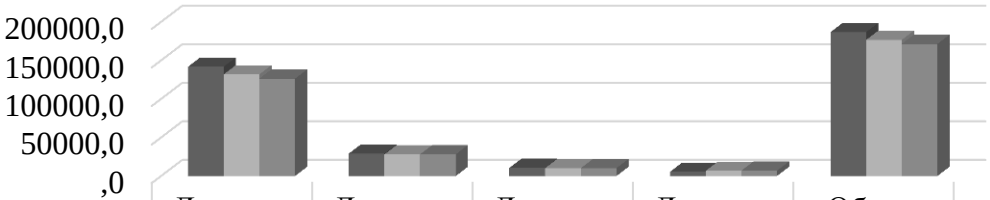
1. Бартоломей Г.Г., Бать Г.А. и др. Основы теории и методы расчёта ядерных энергетических реакторов: Учебное пособие для вузов – 2-е изд.,перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989 . 512 с
2. Reactor physics constants. ANL – 5800 Second Edition 1963 year
3. H. Kouts and R. Sher, Experimental Studies of Slightly Enriched Uranium, Water Moderated Lattice, Part I. 0.600-in. Diameter Rods, BNL-486, (September, 1957).
4. Вейнберг А., Вигнер Е. Физическая теория ядерных реакторов. М.: Изд-во иностр. лит., 1961.
5. Фейнберг С. М., Шихов С. Б., Троянский В. Б. Теория ядерных реакторов. Т. 1. Элементарная теория реакторов: Учебник для вузов. – М.: Атомиздат, 1978. 400 с.
6. Белл Д., Глесстон С. Теория ядерных реакторов. Перев. С англ. Под ред. В. Н. Артамкина. М.: Атомиздат, 1974. 496 с.
7. Глесстон С., Эдлунд М. Основы теории ядерных реакторов. М.: Изд-во иностр. лит., 1954.
8. В.А. Кузнецов. Судовые ядерные реакторы (основы теории и эксплуатации): Учебник. – Л.Ж Судостроение, 1988. 264 с. ил.

Scientific advisor – Kuzmin Arian Valrevich

АНАЛИЗ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

И.Л. Москалёв, В.В. Литвак
Томский политехнический университет, ЭНИН, кафедра «Атомные и тепловые электростанции»

Протяженность централизованных тепловых сетей (далее ЦТС) в Российской Федерации, начиная с 2000-х годов, постепенно идет на снижение, так за 6 лет с 2000 по 2006 гг. снижение составило10 072 км (5,4% от протяженности 2000г.), а за следующую шестилетку – 5 238 км (2,8% от протяженности 2000г.).



	Диаметр сети до 200, мм	Диаметр сети от 200 мм до 400 мм	Диаметр сети от 400 мм до 600 мм	Диаметр сети свыше 600 мм	Общая протяженность всех диаметров
2000	141673,0	28959,0	10558,0	5396,0	186586,0
2006	131717,0	28001,0	10156,0	6640,0	176514,0
2012	126233,0	28100,0	10100,0	6843,0	171276,0

Рис. 1. Протяженность тепловых сетей ЦТС в двухтрубном исчислении (в км)

При этом около 74% составляют квартальные сети, условный диаметр которых не превышает 200 мм. Оставшиеся 26% приходятся на магистральные сети, причем большая их часть – это сети условным диаметром от 200 до 400 мм (62,4%). Протяженность сетей с разбивкой по диаметрам представлена на рисунке 1. [1]

На сегодняшний день около 75% трубопроводов тепловых сетей выработали свой срок безаварийной службы, к тому же половина из них находятся в аварийном состоянии и требуют незамедлительного капитального ремонта.

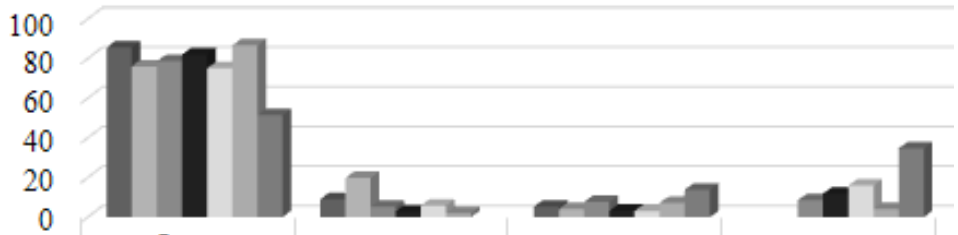
Если говорить о потерях, то потери с нераспределенной сетевой водой (утечки и неучтенные расходы сетевой воды) в СЦТ составляют в среднем по Российской Федерации 14-22% от объемов циркулирующей сетевой воды в год, а фактические тепловые потери в некоторых регионах достигают отметки в 45% от отпуска в сеть. [2]

Повреждения участков трубопровода или оборудования тепловой сети, которые ведут к немедленному отключению поврежденного участка, определяют, как отказ. [3]

К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловой сети (рисунок 2):

– трубопроводы: сквозные коррозионные повреждения труб; разрывы сварных швов;

– компенсаторы: коррозия стакана; выход из строя грундбуксы;



	трубопровод	компенсатор	арматура	прочие элементы
1978	85,56149733	9,090909091	5,347593583	
1979	76,05633803	19,71830986	4,225352113	
1980	78,63247863	5,128205128	7,692307692	8,547008547
1983	81,99356913	2,893890675	3,215434084	11,89710611
1984	75,07246377	5,797101449	3,188405797	15,94202899
1999	86,59793814	2,06185567	7,216494845	4,12371134
2001	51,38888889		13,88888889	34,72222222

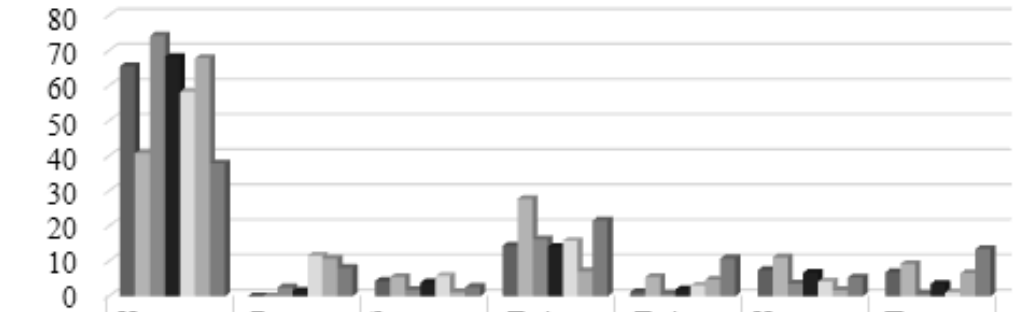
Рис. 2. Отказы тепловых сетей с распределением по элементам возникновения (в %)

– арматура: коррозия корпуса или байпаса задвижки; искривление или падение дисков; неплотность фланцевых соединений; засоры, приводящие к негерметичности отключенного участка.

Повреждения в указанных элементах возникают в процессе эксплуатации под воздействием целого ряда неблагоприятных факторов, хотя в некоторых случаях, причинами являются дефекты ремонта или монтажа

Анализируя статистику повреждаемости за последние 36 лет можно достоверно утверждать, что наиболее частой причиной повреждений трубопроводов (в 63%) является наружная коррозия. Количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб (33%), значительно меньше, чем коррозионных (67%). Основными причинами разрывов сварных швов являются дефекты сварки труб при монтаже (16%). [4]

Причины отказов и повреждений трубопроводов представлены на рисунке 3.

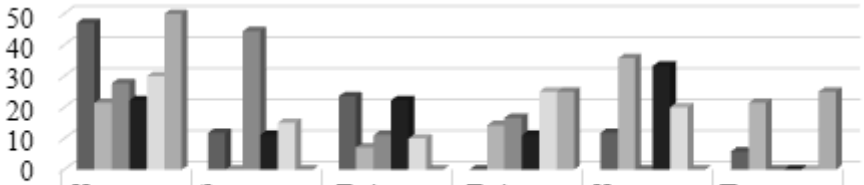


	Наружная коррозия	Внутренняя коррозия	Заводские дефекты	Дефекты монтажа	Дефекты ремонта	Недостатки эксплуатации	Прочие и невыявленные причины
1978	65,625	0	4,375	14,375	1,25	7,5	6,875
1979	40,74074	1	0	5,555556	27,77778	5,555556	11,11111	9,259259
1980	74,27536	2,536232	1,811594	16,30435	0,724638	3,623188	40,72464
1983	68,23529	41,56863	3,921569	14,11765	1,960784	36,66667	3,529412
1984	58,30115	811,5830	125,79150	515,8301	163,08880	314,24710	421,15830
1999	67,85714	310,71429	61,19048	627,14286	14,76190	481,78571	436,54762
2001	37,83784	38,108108	12,702703	21,62162	210,81081	15,405405	413,51351

Рис. 3. Отказы трубопроводов с распределением по причинам возникновения (в %)

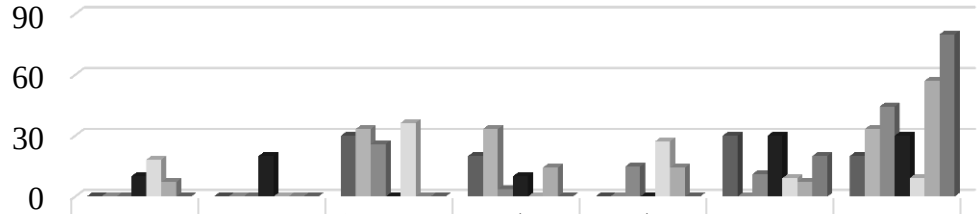
На рисунке 4 представлены причины отказов компенсаторов. Характерные места дефектов компенсаторов определяются их конструкцией:

- П-образные компенсаторы: слабым местом является «спинка» компенсатора. Дефект начинает развиваться на наружной поверхности и распространяется в виде трещин, которые располагаются в местах гиба трубы как на внутренней стороне гиба, так и на наружной.
- Сальниковые компенсаторы: изнашивается набивка, и компенсатор начинает подтекать, что приводит к появлению язвенной коррозии.
- Линзовые компенсаторы: при несоосности трубопроводов разрушается линия сварного шва.
- Сильфонные компенсаторы: конструкция их такова, что она не способна обеспечить гидроизоляцию подвижной части компенсатора, в результате чего внутри компенсатора наблюдается повышенная влажность, это ведет к намоканию тепловой изоляции и, как следствие, к усиленной процесса коррозии. [5]



	Наружная коррозия	Заводские дефекты	Дефекты монтажа	Дефекты ремонта	Недостатки эксплуатации	Прочие и невыявленные причины
1978	47,05882353	11,76470588	23,52941176	0	11,76470588	5,882352941
1979	21,42857143	0	7,142857143	14,28571429	35,71428571	21,42857143
1980	27,77777778	44,44444444	11,11111111	16,66666667	0	0
1983	22,22222222	11,11111111	22,22222222	11,11111111	33,33333333	0
1984	30	15	10	25	20	0
1999	50	0	0	25	0	25

Рис. 4. Отказы компенсаторов с распределением по причинам возникновения (в %)



	Наружняя коррозия	Внутренняя коррозия	Заводские дефекты	Дефекты монтажа	Дефекты ремонта	Недостатки эксплуатации	Прочие и невыявленные причины
1978	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно
1979	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно
1980	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно
1983	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно
1984	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно
1999	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно
2001	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно	Основно

Рис. 5. Отказы арматуры с распределением по причинам возникновения (в %)

Причины отказов арматуры разнообразны (рисунок 5): это может быть и наружная коррозия (5%), и недостатки эксплуатации (15%).

Недостатки эксплуатации связаны в основном с тем, что запорную арматуру начинают использовать в качестве регулирующей, в результате чего появляются различные дефекты (расстройства фланцевых соединений; заклинивание, засоры, и падение дисков).

Высокие показатели невыявленных дефектов (35%) объясняются тем, что дефекты арматуры в большинстве случаев выявляются не в ходе ревизии, а по итогам проводимых переключений, когда уже не представляется возможным классифицировать причину возникновения дефекта.

Ниже (рисунок 6) представлены отказы прочих элементов.



	Наружняя коррозия	Внутренняя коррозия	Заводские дефекты	Дефекты монтажа	Дефекты ремонта	Недостатки эксплуатации	Прочие и невыявленные причины
1978	0	0	30	20	0	30	20
1979	0	0	33,3333	33,3333	0	0	33,3333
1980	0	0	25,9259	3,7037	14,8148	11,1111	44,4444
1983	10	20	0	10	0	30	30
1984	18,1818	0	36,3636	0	27,2727	9,09091	9,09091
1999	7,14286	0	0	14,2857	14,2857	7,14286	57,1429
2001	0	0	0	0	0	20	80

Рис. 6. Отказы прочих элементов с распределением по причинам возникновения (в %)

К прочим элементам отнесены: опоры (скользящие и неподвижные), тепловые камеры, и другие конструкционные элементы, обеспечивающие надежное теплоснабжение и находящиеся под постоянной нагрузкой. Поэтому повреждения, приведшие к отказам этих элементов в основном связанны с нарушением условий эксплуатации или с недоброкачественным обслуживанием.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

В данной работе были рассмотрены технологические нарушения в работе энергетических систем за последние 36 лет. Все повреждения были классифицированы по следующим причинам:

1. Конструктивные дефекты имеют место как следствие несовершенства проекта. Наиболее частым примером возникновения является превышение «пиковых» нагрузок над расчётными. Такие превышения нередко относят к недостаткам эксплуатации.
2. Технологические дефекты являются следствием нарушения нормативной технологии изготовления или ремонта узла, детали, элемента (отказы, связанные с качеством металла труб и их сваркой).
3. Эксплуатационные дефекты возникают из-за нарушений правил, условий эксплуатации и технического обслуживания.
4. Старение (износ) изделия является внутренним свойством объекта. В процессе эксплуатации постепенно накапливаются необратимые дефекты металла, изоляции и т.п. В конечном счёте, они нарушают прочность, взаимодействие, зазоры, координацию частей, деталей и приводит к отказам.
5. Не выявленные причины отказов имеют место при больших объемах повреждений, когда не удаётся установить первичный дефект. Вместе с тем не выявленные дефекты остаются в узлах и деталях, являясь скрытым очагом будущего отказа, поломки или неисправности.

Причины рассмотренные выше способны привести к систематическому появлению различного рода отказов элементов систем теплоснабжения и аварий. Возникающие повреждения способны привести к существенному материальному ущербу (десятки миллионов рублей). Поэтому необходим принципиально новый подход к техническому диагностированию тепловых сетей, который позволит выявлять дефект на этапе его зарождения, до перехода в отказ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ
1. Российский статистический ежегодник за периоды с 2000 по 2013 гг.
2. Национальный Доклад о теплоснабжении Российской Федерации.// Новости теплоснабжения. 2001., № 4.
3. ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».
4. Сурис М.А., Липовских В.М. Защита трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии. –М.: Энергоатомиздат, 2003. –216 с.
5. Беляйкина И.В., Витальев В.П. и др. Водяные тепловые сети: Справ. пособ. по проектированию.– М.: Энергоатомиздат, 1988.– 376 с.

Научный руководитель: В.В. Литвак, д.т.н., профессор кафедры атомных и тепловых электростанций ТПУ.

РЕАКТОРЫ БН С ТЖМТ

Д.Э. Вдовин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Энергетический Институт, Атомные и Тепловые электростанции

ВВЕДЕНИЕ

Современная ядерная энергетика переживает не самый простой период. Свидетельством этого является то, что она подвергается критике, вплоть до требования ее полного запрета. Несмотря на то, что в подобной критике часто присутствует субъективизм, а то и полная необъективность, следует признать, что веские основания для критики имеются. Развивающаяся ядерная энергетика, как и любая технология, должна постоянно совершенствоваться. Рассматривая роль ядерной энергетики в мировой энергетической системе имеет смысл выделить основную проблему - экологическая безопасность.

Решить эту проблему в значительной мере помогает использование ТЖМТ в ЯР. Наиболее распространенными являются свинец и эвтектика свинец-висмут. Например, при применении легких теплоносителей, таких как натрий и литий при рабочих температурах горят на воздухе и активно реагируют с водой и пароводяной смесью – рабочим телом в цикле Ренкина. Продукты, образующиеся при поступлении воздуха и воды в энергетический контур с этими теплоносителями, кроме водорода образуют массы нерастворимых примесей с температурой плавления существенно выше, чем у жидкого металла. Эти примеси могут изменять физико– химические характеристики элементов контура, условия теплообмена в них и необратимо влиять на эксплуатационные свойства оборудования и контура.

Использование воды в качестве теплоносителя тоже имеет ряд значительных недостатков. Одним из них является возможность замерзания воды в системе при температуре ниже 0°С и, как следствие, вывод последней из строя, и опасность разрушения контура. Ещё одной проблемой является необходимость изменения химического состава воды перед использованием для в виде теплоносителя или рабочего тела, однако не всегда требуется очистка воды. При температуре воды выше 80°С начинается интенсивное разложение карбонатных солей и отложение накипи на стенках парогенератора и трубах, что является причиной ухудшения теплоотдачи и выхода из строя нагревательных элементов из-за их перегрева.

Эвтектика свинец-висмут и свинец при рабочих температурах слабо реагируют с компонентами воздуха и воды; данные процессы взрыво – пожаробезопасны. Образующиеся продукты реакции – оксиды теплоносителя, независимо от их места расположения в контуре, технически просто восстанавливаются газовыми смесями, например, на основе водорода.

Продуктами реакции восстановления являются теплоноситель и водяной пар, выводимый из газовой системы контура. В отличие от систем со щелочными металлами, при этом не происходит накопления радиоактивных продуктов в контуре, требующих последующего удаления и переработки.

Эвтектика свинец-висмут является наиболее освоенным тяжелым жидкометаллическим теплоносителем. Значительный объем исследований и его практическое освоение осуществлялось в нашей стране в период 60-90-х годов прошлого века на исследовательских и промышленных стендах, опытных и серийных транспортных реакторных установках.

Висмут обладает худшими магнитными свойствами из всех металлов, его удельная теплопроводность меньше других металлов, ниже его по теплопроводности только ртуть. Плотность висмута (н.у.) – 9,84 г/см^3. Температура плавления – 271,3^{0}С. Содержание висмута в земной коре составляет 3,4*10^{-6}%. Металлические модификации висмута не окисляются кислородом воздуха и устойчивы по отношению к воде.

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Первые проекты реакторов с ТЖМТ появились в 1950-х годах, работы велись в СССР и в США. В СССР разработка проводилась в Физико – энергетическом институте, научным руководителем проекта стал академик Академии наук Украинской ССР А. И. Лейпунский. Одним из первых вариантов практического применения реактора стало использование установки на опытной подводной лодке К-27. Этот тип реакторов был выбран по причине компактности, быстрого набора мощности, необходимой для маневрирования в боевых условиях, а также повышенной потенциальной безопасности реактора, в том числе и способности реактора самопроизвольно уменьшать мощность в аварийных ситуациях.

При турбулентном течении жидкостей в трубах передача тепла осуществляется как за счет турбулентного перемешивания потока, так и путём молекулярной теплопроводности теплоносителя. Жидкометаллические теплоносители обладают лучшей по сравнению с другими теплоносителями молекулярной теплопроводностью.

Жидкие металлы являются единственными теплоносителями, удовлетворяющими всем требованиям в отношении теплоотвода и ядерных свойств, предъявляемым к энергетическим реакторам на промежуточных, быстрых нейтронах и к реакторам – размножителям.

ДОСТОИНСТВА

Использование жидкометаллических теплоносителей в ядерных установках имеет ряд преимуществ:

1. Жидкие металлы имеют малую упругость паров. Давление в системе определяется только потерей напора в контуре, которое обычно меньше 7 бар, что существенно упрощает конструкцию и эксплуатацию как ЯР, так и вспомогательного оборудования станции.
2. Высокая температура кипения жидких металлов обеспечивает большую гибкость в работе. Например, если температура теплоносителя на выходе из реактора значительно повысится, то расплавления тепловыделяющего элемента, обусловленного образованием паровой плёнки, как это происходит при охлаждении водой, не произойдет.
3. Высокая электропроводность жидких щелочных металлов позволяет полностью использовать герметизированные электронасосы (постоянного и переменного тока). По расходу энергии на прокачивание жидкие металлы лишь немногим уступают воде. Из жидких металлов лучшие характеристики по расходу энергии на прокачивание имеют щелочные металлы. Если, например, расход энергии на прокачивания жидкого натрия принять за единицу, то для ртути это будет 2,8, а для висмута 4,8.
4. В отличие от других жидких металлов, Na и Na–K оказывают малое коррозионное и эрозионное воздействие на конструкционные материалы. Для натрия и эвтектики Na–K можно применять многие из обычных материалов.

5. Наиболее дешёвым из жидких металлов является натрий, затем свинец и калий. Поскольку объём теплопередающей системы обычно относительно невелик, а перезарядка производится редко, затраты на теплоноситель незначительны.

НЕДОСТАТКИ

Щелочные металлы обладают большой химической активностью. Наибольшую опасность представляет реакция с водой. Поэтому в системах с пароводяными циклами должны быть предусмотрены устройства, обеспечивающие взрывобезопасность. Соприкосновение с паром или с кислородом воздуха неопасно (поддерживающейся реакции горения нет), но чтобы избежать окисления металла, соприкосновение его с воздухом должно быть исключено, так как окись Na не растворима в жидком Na и Na–K, а включение окислов может привести к закупорке отдельных каналов. Наличие в жидком Na и Na–K окислов натрия ухудшает также коррозионные свойства теплоносителей. Натрий и Na–K должны храниться в среде инертного газа (He, Ar), а использование инертного газа, такого как He пока невозможно вследствие его текучести .

1. Активация теплоносителя приводит к необходимости устраивать для наружной части контура теплопередающей системы биологическую защиту. Решение этой проблемы усложняется при γ-излучении высокой энергии или при тормозном излучении. Изотопы Na и K имеют малые периоды распада, но при загрязнении металла активными примесями с большим периодом распада задача защиты от активности усложняется, и требуется создание такой конструкции, которая позволяла бы выводить весь жидкий металл из системы при ее ремонте. Отмеченные обстоятельства вынуждают предъявлять повышенные требования к химической чистоте жидких металлов. Жидкие металлы являются одноатомными веществами, поэтому проблема радиационных нарушений в теплоносителях не возникает. Хотя некоторая часть атомов жидкого металла и превращается в другой металл (например, ^{24}Na переходит в ^{24}Mg), но количество таких превращений при существующих нейтронных потоках в реакторах ничтожно мало.

2. Дополнительные устройства, применение которых необходимо в связи с использованием жидкометаллических теплоносителей, значительно усложняют технологическую схему ядерно-энергетической установки. Такими дополнительными устройствами являются:установка для плавления и передавливания жидкого металла в контур (для Na–K – эвтектики плавильный бак не требуется);устройство для удаления окислов. Через это устройство, включенное параллельно основному контуру, устанавливается небольшой расход жидкого металла; таким образом, осуществляется непрерывная очистка теплоносителя от окислов; ловушки для паров жидкого металла, уносимых газовым потоком из системы при её опорожнении и заполнении. Газовые потоки с парами жидкого металла возможны и из других аппаратов (буферные бачки и пр.).

К недостаткам использования жидкого натрия необходимо отнести также его способность проникать в поры графита. Наличие большого количества балластного натрия в порах привело бы к большим потерям нейтронов из-за относительно большого сечения захвата нейтронов натрием. Для предотвращения контакта между натрием и графитом, последний обычно защищается фольгой из металла (например, циркония), слабо поглощающего нейтроны.

ВЫВОД

Основной причиной перспективности использования тяжелых теплоносителей в энергетических контурах объектов атомной энергетики является то, что они в большей степени удовлетворяют требованиям обеспечения безопасности, чего не скажешь о лёгких теплоносителях. Применение ТЖМТ позволяет практически реализовать высокоэффективные технологические процессы, а также создавать новые ядерные энергетические установки с оригинальными научно – техническими решениями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Марюшин Л.А. Высокотемпературные теплотехнические процессы и установки, Л.: Москва, 2012. 186с.

Научный руководитель: Лавриненко С.В., Ассистент, кафедра «Атомных и тепловых электрических станций» НИ ТПУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДАТЧИКОВ ТЕМПЕРАТУРЫ

Я.В. Лисова, И.А. Рябиков
ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», факультет информатики и вычислительной техники, кафедра систем управления

«Наука начинается с тех пор, как начинают измерять. Точная наука немыслима без меры». Эта цитата русского ученого Дмитрия Ивановича Менделеева очень точно подчеркивает, что прогресс науки неотделим от прогресса измерений. В свою очередь наука изыскивает новые, более совершенные методы измерений. Без точных измерений не существовало бы современной техники. Для современных исследований необходимы точные измерения во всем: в инженерных расчётах, лабораторных испытаниях, конструкторских схемах и проектах и многих других сферах человеческой деятельности [1].

В настоящее время автоматизация применяется в подавляющем большинстве технологических процессов. При эксплуатации и наладке современных АСУТП важное значение имеют точность и качество выполненных измерений. Значения величин должны постоянно обновляться и бесперебойно поступать на приборы для дальнейшей обработки. Управление технологическим процессом немыслимо без точных и своевременных показаний приборов. На них строится вся дальнейшая работа системы и последующие шаги оператора. Самыми распространенными являются температурные измерения [2].

Существует огромное множество технических средств для измерения температуры, отличающихся принципом действия, диапазоном измерений, условиями эксплуатации, конструкцией, возможностью дистанционной передачи показаний и т.п. Однако можно выделить и общие показатели, применимые к большинству датчиков температуры, такие как класс допуска (характеризующий точность измерений) и время термической реакции (характеризующее быстродействие датчика). Определение погрешности датчиков температуры, являющейся статической характеристикой – штатная процедура, регулярная для технологических объектов управления. К тому же вопросы поверки датчиков давно изучены и широко описаны в литературе и нормативной документации.

По-другому обстоят дела с определением динамических свойств датчиков температуры. В каталогах и паспортах для датчиков температуры приводят лишь время термической реакции, зачастую не указывая даже среду, для которой представлена данная величина. Очевидно, что на динамические свойства будут оказывать влияние, как минимум, характеристика среды и скорость обтекания датчика технологической средой. Динамические свойства датчиков оказывают влияние на параметры настройки автоматических регуляторов и, соответственно, на качество работы АСУТП в целом. Поэтому задача исследования динамических свойствдатчиков температуры является актуальной и востребованной.

Целью работы является исследование датчиков температуры и определение их динамических характеристик.

Наиболее распространенными в промышленности датчиками температуры являются термопреобразователи сопротивления (ТС) [2]. Они представляют собой универсальные измерительные приборы, предназначенные для измерения температуры жидких, твердых,

газообразных и сыпучих сред. В термопреобразователе сопротивления измеряемая температура преобразуется в электрическую величину, а именно в электрическое сопротивление. Далее сигнал поступает на измерительный прибор, где отображается, и, при необходимости регистрируется, измеренное значение. При подключении датчиков к измерительному прибору применена трехпроводная схема подключения для компенсации влияния температуры окружающей среды.

В нашей работе использовались платиновые термопреобразователи сопротивления с номинальной статической характеристикой 100П, обеспечивающие высокую точность измерений [3]. Основные характеристики датчиков представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные характеристики ТС

Наименование	Заводской номер	Длина монтажной части, мм	Диаметр монтажной части, мм	Диапазон измерений температуры, °С
ТС-1388/5	№10300	250	4	-50...+250
ТС-1388/5	№10295	250	6	-50...+350
ТС-1088/5	№6780	320	8	-50...+350
ТС-1088/2	№6783	500	10	-50...+350

Для создания температуры использован сухоблочный калибратор температуры погружного типа ЭЛЕМЕР-КТ-650, позволяющий воспроизводить температуру в диапазоне от +50 до +650 °С [4]. Основными функциональными частями калибратора являются термостатирующий блок и прецизионный измеритель-регулятор температуры. Предел допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения температуры калибратора составляет ±0,08 °С. Глубина погружения датчиков – 190 мм.

Для отображения и регистрации полученных значений температуры был использован многоканальный технологический регистратор РМТ-59,предназначенный для измерения, регистрации и контроля температуры и других неэлектрических величин, преобразованных в электрические сигналы силы и напряжения постоянного тока или активное сопротивление [5]. Предел допускаемой основной приведенной погрешности прибора составляет ±0,2%. Периодичность записи данных при регистрации температуры составила 1 секунду. Перенос данных осуществлен через USB-карту.

Эксперименты проводились по следующей методике.

В начале термопреобразователи сопротивления подключались к входам АЦП регистратора РМТ-59 и размещались на лабораторном столе. Затем РМТ-59 посредством экранного меню был настроен для работы с нужными первичными измерительными преобразователями. На экране регистратора отображались текущие значения измеряемой температуры в виде чисел, графиков и гистограмм одновременно.

На калибраторе температуры КТ-650 задавалось требуемое значение температуры. Эксперименты проводились при следующих значениях температуры: 50, 100, 150, 200, 250, 300 и 350 °С. Исключение составил только термопреобразователь сопротивления ТС-1388/5 с диаметром монтажной части 4 мм, для которого не проводились измерения при 300 и 350 °С, ввиду того, что его верхний предел диапазона измерений составляет 250 °С. Далее производилось ожидание выхода КТ-650 на рабочий режим (20–30 мин.), т.е. момента времени, когда величина отклонения текущей температуры от заданной находится в пределах допускаемой основной погрешности.

После этого датчик температуры помещался в калибратор температуры КТ-650 и фиксировалось время начала переходного процесса с точностью до одной секунды. На экране РМТ-59 отображались переходные процессы значения температуры в каждый момент времени с дискретностью 1 с.

Для каждого значения температуры проводилось по 5 экспериментов. Таким образом, для датчиков температуры с диаметром монтажной части 10, 8 и 6 мм было снято по 35 переходных процессов, для датчиков температуры с диаметром монтажной части 4 мм – 25

переходных процессов. В общей сложности в ходе проведенных экспериментов было получено 130 переходных процессов для исследуемых термопреобразователей сопротивления.

Анализ полученных данных выполнен на персональном компьютере с использованием офисного и специализированного программного обеспечения: DataViewStudio, MS Office Excel, ПК «Тренд».

Просмотр и первоначальная обработка архивных данных, собранных многоканальным технологическим регистратором РМТ-59 выполнена в программе DataViewStudio.

Для дальнейшей обработки был произведен экспорт переходных процессов в Microsoft Office Excel. Для сопоставления и анализа динамических характеристик все переходные процессы, полученные при различных температурах, приведены к диапазону 0-100%. На рисунке 1 показаны приведенные к диапазону 0-100% переходные характеристики изменения температуры для термопреобразователя сопротивления ТС-1088/2 с диаметром монтажной части 10 мм при изменении температуры от комнатной до 100 °С.

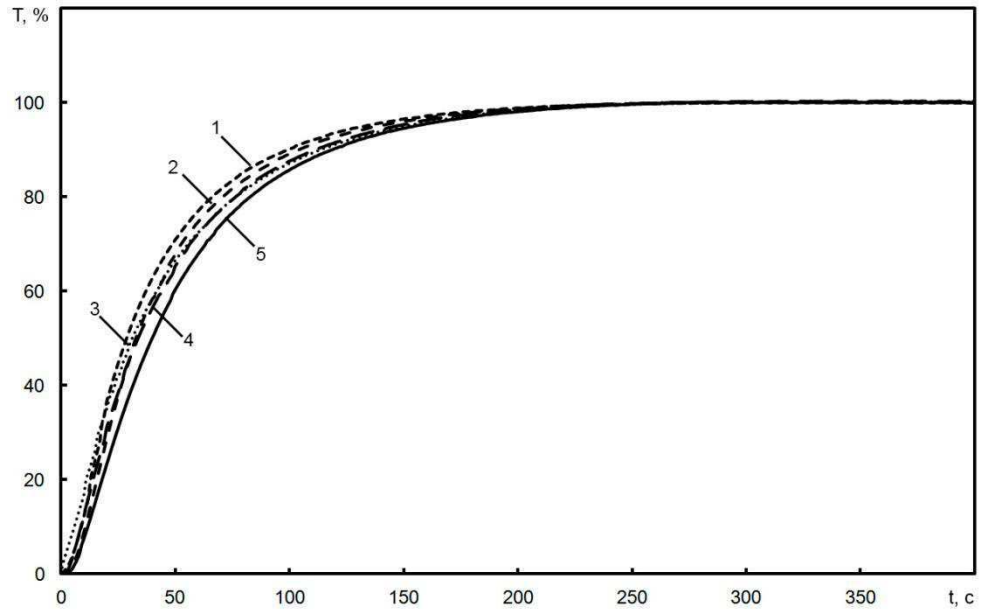


Рис. 1. Переходные характеристики изменения температуры при ступенчатом возмущении: 1-5 – при проведении экспериментов с 1 по 5

Оценки переходных характеристик получены путем применения методики совмещения кривых разгона по «нулевым линиям» в специализированном программном комплексе «Тренд». Построение интервальных оценок точности (границ доверительных интервалов) выполнено для заданной доверительной вероятности 0,95. Оценка семейства переходных характеристик изменения температуры, приведенных к диапазону 0-100%, для термопреобразователя сопротивления ТС-1088/2 с диаметром монтажной части 10 мм при изменении температуры от комнатной до 100 °С представлена на рисунке 2.

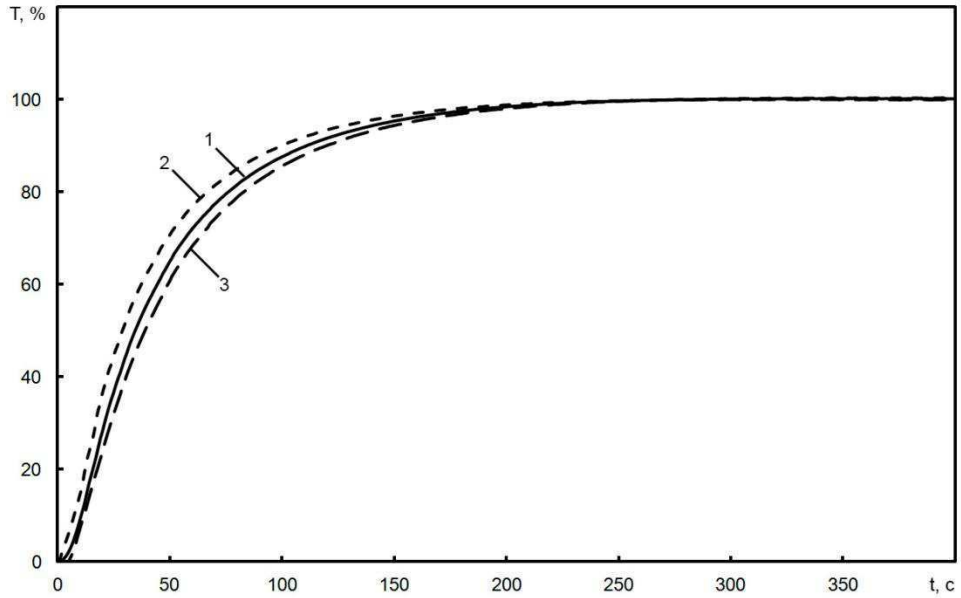


Рис. 2. Оценка семейства переходных характеристик изменения температуры при ступенчатом возмущении:
1 – оценка семейства переходных характеристик; 2 – верхний доверительный интервал; 3 – нижний доверительный интервал

В результате обработки всех 130 переходных характеристик, полученных для исследуемых термопреобразователей сопротивления найдены оценки семейств переходных характеристик изменения температуры, приведенных к диапазону 0-100%, для различных термопреобразователей сопротивления. Полученные результаты представлены на рисунке 3.

Как видно из графиков, при помещении датчиков в одинаковую технологическую среду с одинаковой скоростью обтекания датчика технологической средой большое влияние на динамические характеристики оказывает диаметр монтажной части. Данный факт обусловлен особенностями теплопроводности для различных толщин стенки датчика. Длина монтажной части не играет значительной роли, ввиду того, что чувствительный элемент датчика температуры находится на его рабочем конце, т.е. чувствительные элементы всех исследованных датчиков находились в одинаковом температурном поле.

ВЫВОДЫ.

1. Получены переходные характеристики для 4 термопреобразователей сопротивления при различных изменениях температуры.

2. В результате обработки полученных 130 переходных характеристик рассчитаны их оценки для доверительной вероятности 0,95.

3. Показано, что диаметр монтажной части датчиков температуры оказывает большое влияние на их динамические характеристики.

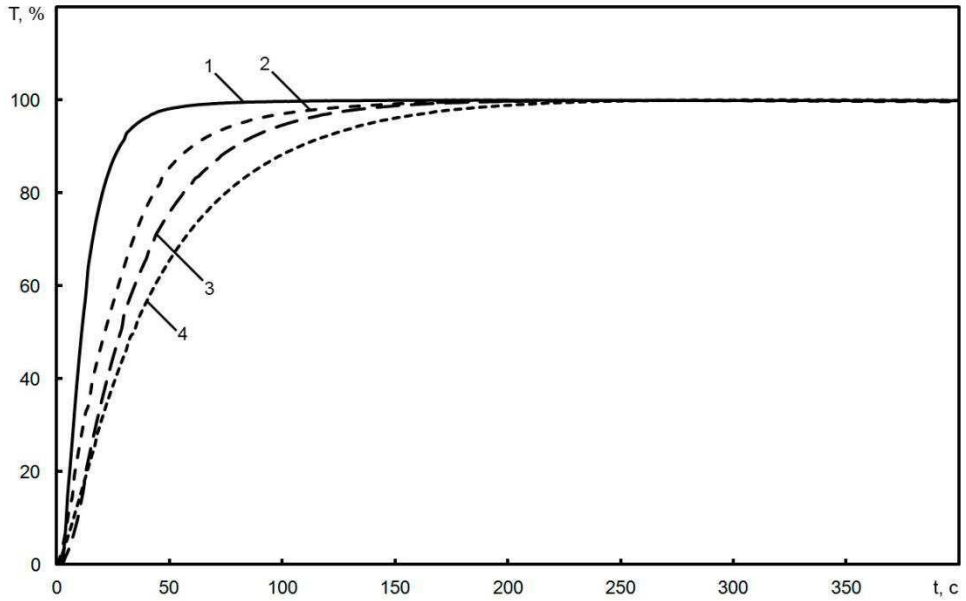


Рис. 3. Динамические характеристики датчиков температуры для диаметров монтажной части: 1 – 4 мм; 2 – 6 мм; 3 – 8 мм; 4 – 10 мм

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сергеев А.Г., Терегеря В.В. Метрология, стандартизация и сертификация. М.: Юрайт, 2010. 820 с.
2. Иванова Г.М. Теплотехнические измерения и приборы. М.: Издательство МЭИ, 2005. 460 с.
3. Термометры сопротивления из платины и меди. Паспорт. М.: ООО НПП «Элемер», 2011. 4 с.
4. Калибратор температуры эталонный КТ-650. Паспорт. М.: ООО НПП «Элемер», 2004. 19 с.
5. Регистратор многоканальный технологический РМТ-59. Руководство по эксплуатации. М.: ООО НПП «Элемер», 2009. 137 с.

Научный руководитель: Е.Д. Маршалов, к.т.н., доцент, ФГБОУ ВПО «ИГЭУ имени В.И. Ленина».

РАЗРАБОТКА И ТЕСТИРОВАНИЕ БЕССЕТОЧНОГО ЧИСЛЕННОГО МЕТОДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАДАЧ СО СВОБОДНОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ

Д.В. Гудеменко, П.С. Климов

Национальный исследовательский университет “Московский энергетический институт”, Институт тепловой и атомной энергетики, кафедра атомных электрических станций

Введение

Будущее современной ядерной энергетики тесно связано с началом серийного строительства энергоблоков, отвечающих наиболее современным требованиям безопасности. Важной составляющей задачи обеспечения безопасности ядерных энергетических установок (ЯЭУ) является изучение механизмов возникновения и протекания запроектных тяжелых аварий, наиболее тяжелой из которых считается расплавление активной зоны.

Традиционные реакторные коды имеют ряд проблем при моделировании теплогидравлических процессов, происходящих в активной зоне реакторной установки (РУ) при тяжелой аварии. Во многом эти трудности связаны с традиционным использованием при численном моделировании расчетных сеток, привязанных к фиксированной системе координат.

Альтернативным вариантом моделирования такого класса задач являются бессеточные методы. В настоящее время они получают все большее распространение при численном моделировании задач гидродинамики со свободными границами. Среди них выделяют подкласс методов частиц. Эти методы не требуют использование сетки ни на стадии построения функций форм, ни на стадии интегрирования уравнения движения. Их основная идея состоит в дискретизации области расчета набором лагранжевых частиц, которые могут свободно передвигаться в рамках наложенных на них, посредством основных уравнений динамики сплошной среды, связей.

В данной работе представляются результаты применения бессеточного полунеявного метода движущихся частиц MPS (Moving Particles Semi-implicit) к задаче фрагментации водяного столба.

Описание метода MPS.

Гидродинамика невязкой несжимаемой жидкости описывается уравнением неразрывности (1) и уравнением движения (2).

$$\nabla \cdot \vec{\mathbf{u}} = 0 \qquad (1)$$

$$\rho \frac{\mathrm{d}\,\vec{\mathbf{u}}}{\mathrm{dt}} = -\nabla \mathrm{P} + \rho \vec{\mathbf{g}} \quad (2)$$

Мысленно разобьем рассматриваемую массу жидкости на множество отдельных ее частей. Каждую индивидуальную часть будем называть жидкой частицей или просто частицей. Частицу будем характеризовать ее номером k, массой $\mathrm{M_k}$, объемом $\mathrm{V_k} = \mathrm{M_k}/\rho$ и местонахождением $\vec{\mathbf{r}}_{\mathbf{k}}(\mathrm{t})$. В каждый момент времени частица имеет скорость $\vec{\mathbf{u}}_{\mathbf{k}}(\mathrm{t})$ и давление $\mathrm{P_k}(\mathrm{t})$. Проинтегрируем уравнение движения (2) по объему $\mathrm{V_k}$ частицы k и получим уравнение для движения частицы (3).

$$\mathrm{M_k} \frac{\mathrm{d}\,\vec{\mathbf{u}}_{\mathbf{k}}}{\mathrm{dt}} = -\mathrm{V_k}\left(\nabla \mathrm{P}\right)_{\mathrm{k}} + \mathrm{M_k}\vec{\mathbf{g}} \qquad (3)$$

В методах, использующих частицы (в том числе метод MPS), каждая частица движется по своей траектории в соответствии с уравнением движения (3) (второй закон Ньютона), и перемещения частиц вычисляются без искажений, которые в традиционных методах происходят от эффекта численной диффузии.

Метод MPS был разработан для моделирования течений несжимаемой вязкой жидкости. В методе MPS движение каждой частицы рассчитывается с учетом взаимодействия с соседними частицами (Рис. 1).

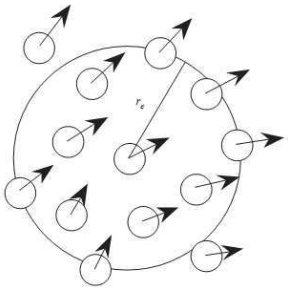


Рис. 1. Частицы в зоне и вне зоны взаимодействия

Сила взаимодействия описывается весовой функцией, которая уменьшается с ростом расстояния между частицами и обращается в ноль на конечном расстоянии от рассматриваемой частицы (2-3 размера частицы) (Рис.2).

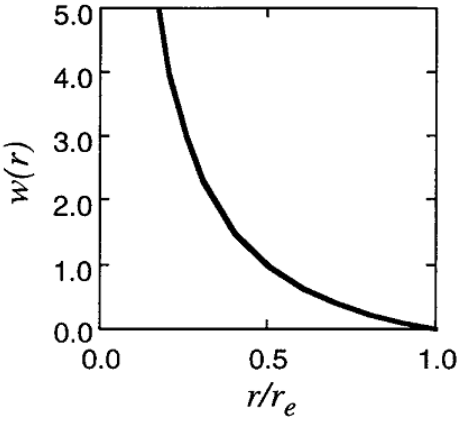


Рис. 2. Типичный вид весовой функции

Дифференциальные операторы, входящие в уравнения движения, такие как градиент и лапласиан, в методе MPS аппроксимируются суммами конечных разностей, вычисленных по близлежащим частицам с весами, которые определяет весовая функция (Рис. 3, Рис. 4).

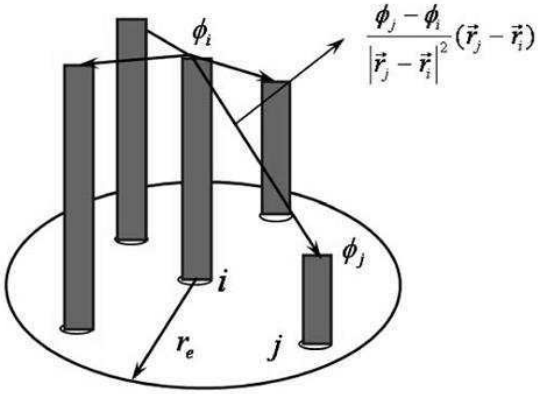


Рис. 3. Иллюстрация аппроксимации градиента функции.

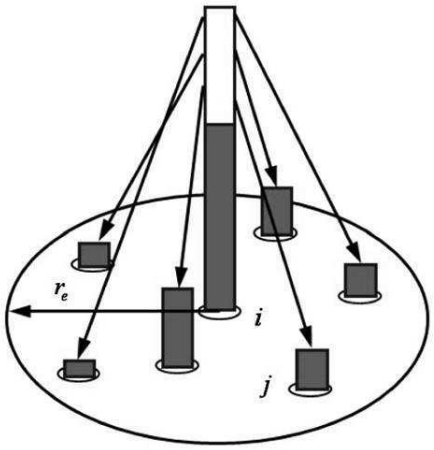


Рис. 4. Иллюстрация аппроксимации лапласиана функции.

Анализ эволюции водяного столба посредством метода MPS

Применим метод MPS для расчета задачи обрушения водяного столба. Геометрия задачи представлена на рисунке 5. Столб воды расположен у левой стенки. В начальный момент времени он покоится в вертикальном положении. После запуска расчета водяной столб под действием силы тяжести начинает опускаться и сталкивается с правой стенкой, из-за чего происходит фрагментация жидкости.

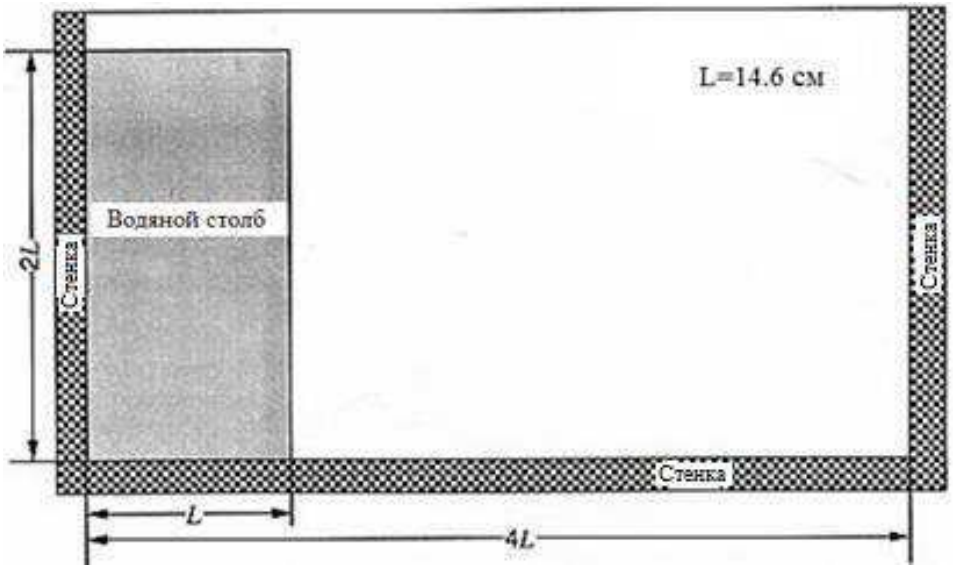
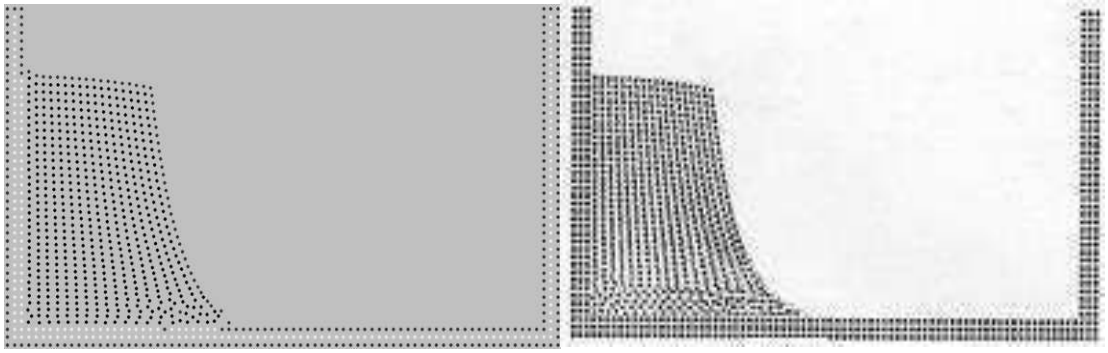


Рис. 5.Геометрия задачи.

Задача рассматривается в двумерном приближении. Параметр свободной поверхности β=0.97. Расстояние между соседними частицами в начальной конфигурации водяного столба $l_0=8*10^{-3}$ м, числовая плотность частиц равна 2.1* l_0. На рисунке 6 показано сравнение результатов расчета с экспериментом [1].



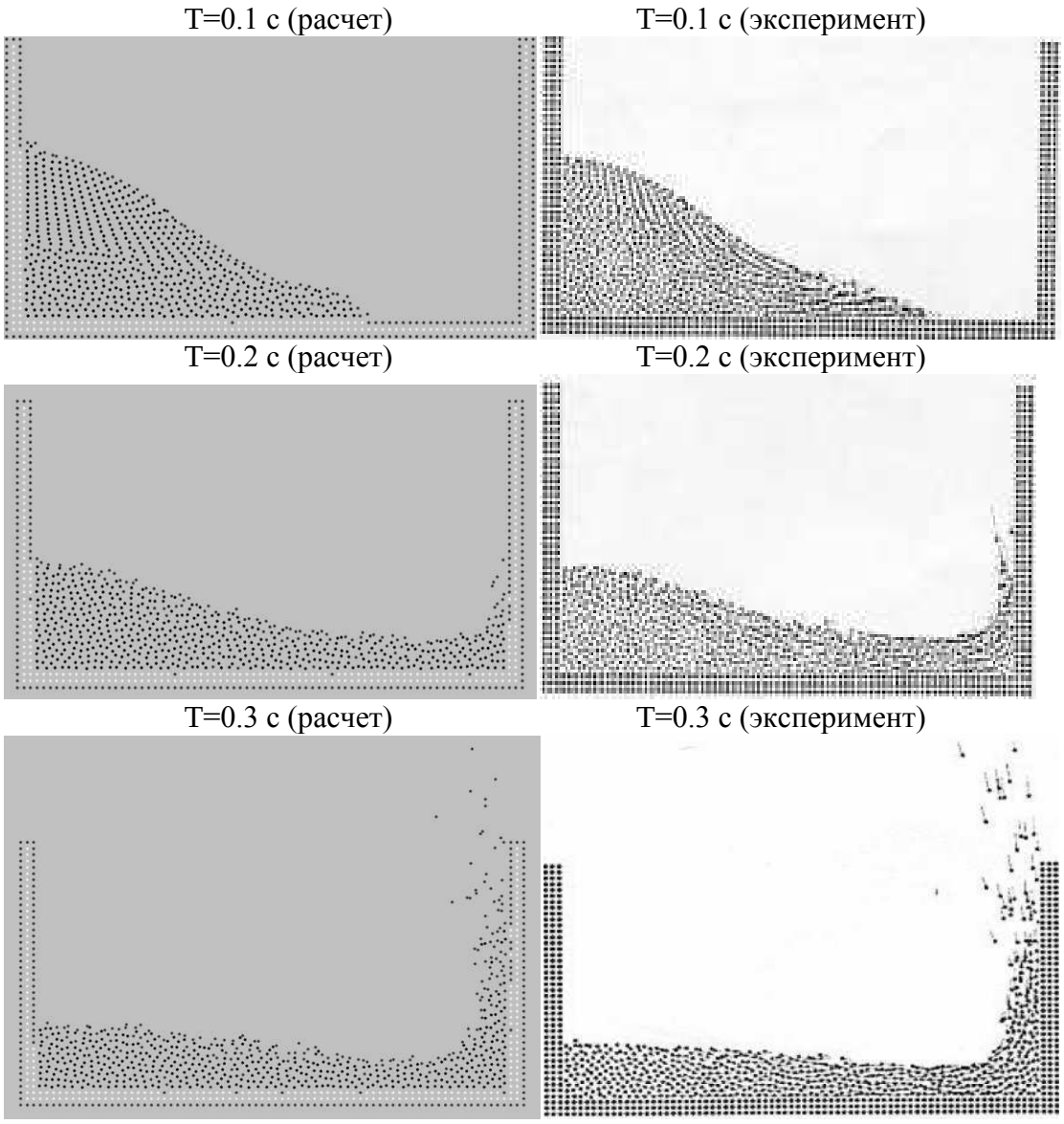


Рис. 6 Сравнение расчета с экспериментом Koshizuka и Oka[1].

Выводы

В качестве численного метода выбран полунеявный метод движущихся частиц MPS.

Выполнено численное моделирование процесса фрагментации водяного столба жидкости, используя MPS метод. Полученные результаты сопоставлены с экспериментом, проведенном Koshizuka и Oka.

Результаты расчета хорошо согласовываются с экспериментом Koshizuka и Oka.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННОЙЛИТЕРАТУРЫ:

1. Koshizuka S, Oka Y. A moving particle semi-implicit method for fragmentation of incompressible fluid // Nuclear Science and Engineering.- 1996.
2. Koshizuka S., Tamako H., Oka Y. A particle method for incompressible viscous flow with fluid fragmentation // International Journal of Computational Fluid Dynamics.-1995. N 4. – pp. 29-46

Научный руководитель: В.И. Мелихов, доктор технических наук, профессор, НИУ “МЭИ”.

РАНЖИРОВАНИЕ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК НА ОСНОВЕ ФОРМАЛИЗОВАННОЙ ОЦЕНКИ

Е.С. Воронцова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Энергетический институт, научно-технический центр «Инновационная теплотехника»

Вода является одним из самых потребляемых природных ресурсов. С развитием техники неуклонно возрастает использование в технологических процессах глубокоочищенной воды, достижение необходимого качества которой обеспечивается функционированием водоподготовительных установок (ВПУ).

Энергетическая отрасль является крупнейшим средоточием водоподготовительных установок большой производительности. На сегодняшний день на каждом крупном объекте теплоэнергетики задействовано от одной и более установок различных технологий подготовки питательной воды для энергетических котлов. Наиболее распространённой среди них является технология ионного обмена, разработки которой ведутся в России с 50-х годов XX века и которая показывает практически абсолютную надежность в эксплуатации.

Наряду с этими «классическими» схемами обработки воды для питания энергетических установок достаточно широко распространены термическое обессоливание, а также мембранные технологии, которые в последнее время привлекают все большее внимание специалистов.

В качестве объектов исследования выбраны некоторые тепловые электрические станции (ТЭС) Сибирского федерального округа, которые можно разделить на несколько групп. Первая группа объединяет ВПУ, обеспечивающие подготовку добавочной воды в два этапа: предварительная очистка воды и двухступенчатое обессоливание. Тип водоисточника определяет качество исходной воды и содержание в ней различных грубодисперсных, коллоидных и истинно растворенных примесей. Содержание различных форм данных групп примесей определяет методы и технологические режимы ведения реагентного осаждения на этапе предочистки и на этапе основной очистки. Среди обследованных объектов на первой стадии используется: коагуляция с применением $Al_2(SO_4)_3$ и $FeSO_4$, известкование и магнезиальное обескремнивание. Для последующего осветления используется объемное фильтрование на механических фильтрах. Также эта технология используется самостоятельно для вод с низким содержанием грубодисперсных и коллоидных примесей на этапе предварительной очистки.

Второй стадией обработки воды в данной группе является полное химическое обессоливание с применением различных современных ионитных материалов. Очистка воды осуществляется двухступенчатым Н-катионированием и ОН-анионированием (2(Н-ОН)) с промежуточной декарбонизацией (ТЭС-1, ТЭС-3, ТЭС-4, ТЭС-6). Для обеспечения глубокого обессоливания реализуется трехступенчатое Н-катионирование и ОН-анионирование (3(Н-ОН) на ТЭС-2).

Кроме того среди распространенных технологий применяется Na-катионирование (2·Na) с целью умягчения воды, как самостоятельный метод в малой энергетике и как один из этапов обработки воды в большой энергетике (ТЭС-5).

Следующей разновидностью ВПУ является технология термического обессоливания (ТО). Особенностью данной технологии является высокое качество подаваемой на установку воды, в связи с чем на первом этапе исходная вода подвергается умягчению или частичному обессоливанию, реализуемым методом ионного обмена (ТЭС-5).

Самостоятельной группой ВПУ являются установки с применением проницаемых и полупроницаемых мембран. Мембранные технологии хорошо зарекомендовали себя в обеззараживании воды. В энергетике применение мембранных технологий нашло активное применение в схемах, комбинированных с ионным обменом. В последние годы для

подготовки добавочной воды в цикле ПГУ с котлами-утилизаторами используются системы, в которых интегрированы несколько мембранных процессов (ИМТ на ТЭС-3).

В сравнении с ионным обменом мембранные технологии обеспечивают более высокое качество очистки воды и полностью автоматизированы, но имеют низкий коэффициент использования исходной воды и «чувствительны» к качеству воды на входе любой ступени. «Классические» схемы отличаются повышенным запасом устойчивости, обеспечивая заданное качество очищенной воды. Нарушения работы некоторых фильтров компенсируются последними ступенями очистки за счет имеющегося большого резерва по производительности и эффективности. Выход из строя мембран можно компенсировать в случае применения ступеней доочистки методом ионного обмена, либо строго соблюдая качество воды перед каждой стадией очистки.

К настоящему времени разработаны десятки нормативных документов, регламентирующих работу промышленного оборудования, используемого в различных сферах деятельности. Основой для оценки эффективности ВПУ исследуемых объектов являются нормативно-технические документы [2-5]. На их основе получены расчётно-аналитические показатели, позволяющие дать объективную оценку эффективности работы установленного оборудования и составить соответствующее ранжирование ВПУ.

При расчете учитывались такие фактические значения, как:

- показатели качества обработанной воды, зависящие от типа установленного энергетического оборудования;
- максимальная фактическая и проектная производительность каждой установки;
- объем автоматизированного и механизированного оборудования;
- технические показатели, включающие содержание примесей в воде после стадии предварительной очистки (взвешенные вещества, железо, алюминий), расход 100%-ого реагента на 1 $м^3$ фильтрующего материала, удельный расход 100%-ого реагента на регенерацию материала, расход дистиллята на промывку и расход непрерывной продувки.

Таким образом, в ряду этих показателей находятся количественные относительные значения, отражающие степень соблюдения/несоблюдения регламентируемых норм и принятых проектных решений при создании объекта.

Чтобы сделать формализованную оценку, фактические значения отнесены к нормативным и проектным значениям, в результате получены следующие обобщённые показатели (рисунки 1-5): K_i– показатель качества очищенной воды; D_i – показатель использования оборудования; V_a – показатель уровня автоматизации оборудования; V_m – показатель уровня механизации оборудования; T_i – технический показатель, включающий опосредованную величину перечисленных выше значений содержания примесей и расходов.

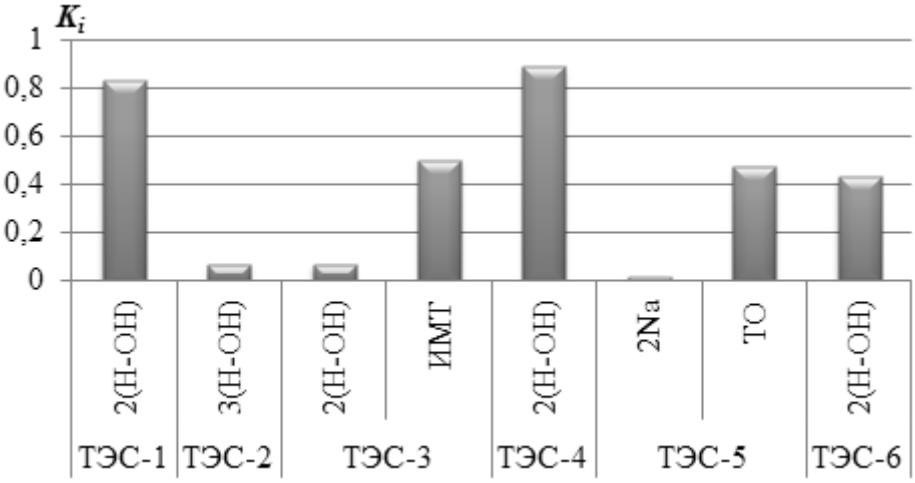


Рис. 1. Показатель качества очищенной воды на ТЭС с различными технологиями ВПУ

Значение <1 для показателейK_i, T_i указывает на соблюдение нормативного и проектного регламента, для показателей D_i, V_a, V_m – их несоблюдение.

Из рисунка 1 видно, что на всех представленных объектах соблюдаются нормы качества очищенной воды. Самые низкие показатели у установок 3(Н-ОН) ТЭС-2 и 2(Н-ОН) ТЭС-3 свидетельствуют о наиболее высокой достижимой степени очистки воды.

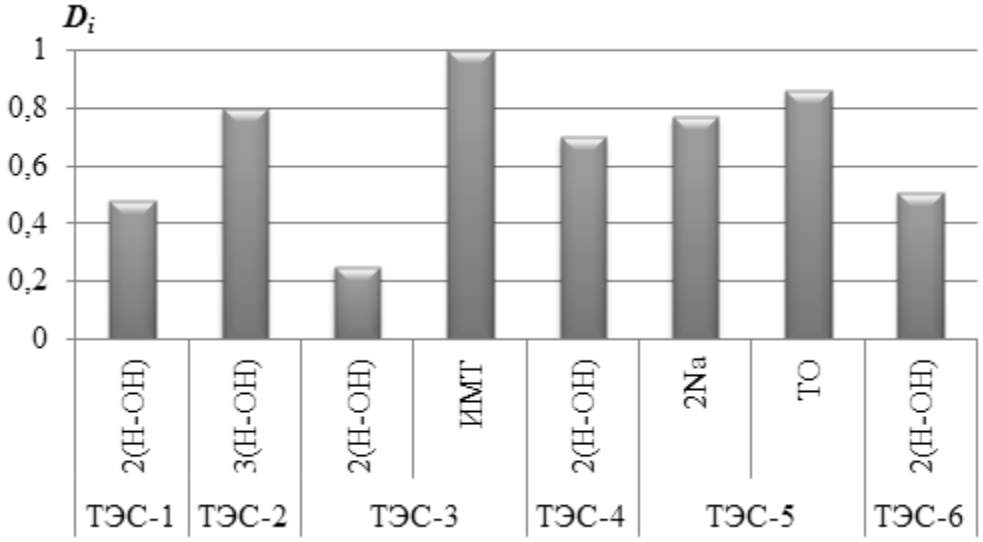


Рис. 2. Показатель использования оборудования на ТЭС с различными технологиями ВПУ

Представленный на рисунке 2 показатель D_i рассчитывается как отношение максимальной фактической производительности к проектной и показывает долю использования установленного оборудования. Стоит отметить, что с течением времени происходят изменения на рынке потребителей, обусловленные ликвидацией предприятий – потенциальных потребителей, обслуживаемых тепловыми электростанциями. Таким образом, самый низкий показатель D_i имеют установки ТЭС-1, 2(Н-ОН) ТЭС-3 и ТЭС-6, а самый высокий - ИМТ ТЭС-3, установленной уже в современных условиях эксплуатации, предполагающие высокий коэффициент использования оборудования.

Полученные значения показателей V_a, V_m, представленные на рисунках 3 и 4, позволяют говорить о недостаточном уровне автоматизации и механизации, и соответственно о несоблюдении нормативного регламента [4] на большинстве объектов, кроме полностью автоматизированной установки ИМТ ТЭС-3.

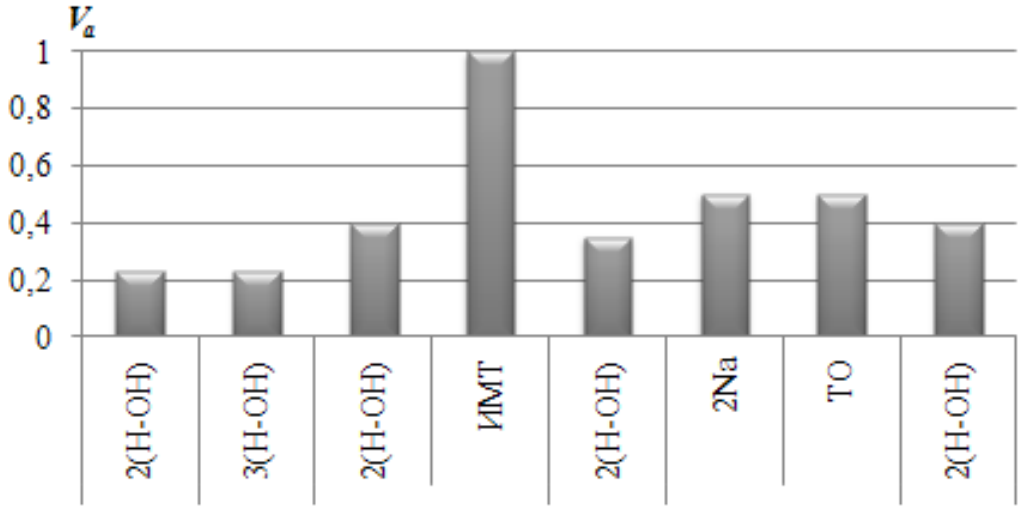


Рис. 3. Показатели уровня автоматизации оборудования на ТЭС с различными технологиями ВПУ

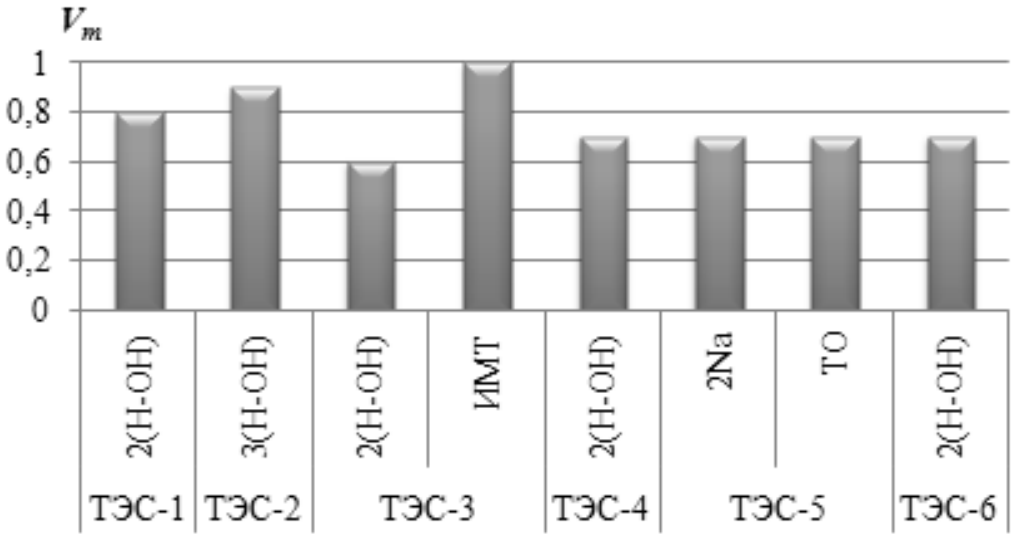


Рис. 4. Показатель уровня механизации оборудования на ТЭС с различными технологиями ВПУ

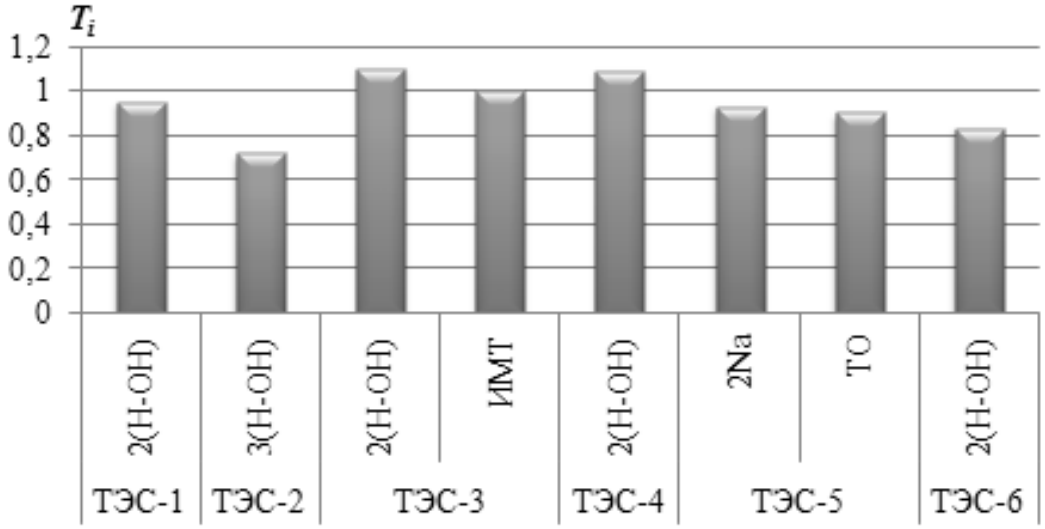


Рис. 5. Технический показатель на ТЭС с различными технологиями ВПУ

Технический показатель T_i (рисунок 5), в данной работе, представленный несколькими параметрами, является наиболее информативным в отношении эффективности работы основных элементов всей установки. Полученные значения в пределах более 1 (2(Н-ОН) ТЭС-3 и 2(Н-ОН) ТЭС-4) указывают на наличие несоответствия нормам по некоторым включенным параметрам. При этом необходимо брать во внимание, что каждый взятый субпоказатель влияет на общую оценку.

Заключение

1. Предложенный методологический подход отражает показатели эффективности эксплуатации как для действующих, так и для вновь проектируемых ВПУ.

2. Полученные значения показателей доказывают, что устаревает не технология, а оборудование, материалы и нагрузочные мощности. Поэтому разработка новых материалов для технологий ионного обмена и согласование нагрузок позволит в дальнейшем получать требуемое качество воды, а также снизить эксплуатационные затраты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пупырев Е.И. Выбор технологии очистки воды в современных экономических условиях // Водоснабжение и санитарная техника. 2012. № 12. С. 29-35.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. СО 153-34.20.501-2003. М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

3. Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия создания. Нормы и требования. СТО 70238424.27.100.013-2009. М.: НП «ИНВЭЛ», 2009.
4. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанций. СО 34.35.101-2003. М.: ЦНТИ ОРГРЭС, 2004.
5. Основные требования к применению ионитов на водоподготовительных установках тепловых электростанций. Технологические рекомендации по диагностики их качества и выбору. СТО ВТИ 37.002-2005. М.: ОАО «ВТИ», 2006.

Научный руководитель: Т.С. Тайлашева, к.т.н., доцент, каф. ПГС и ПГУ, ЭНИН, ТПУ

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Д.С. Щеголихин
Томский Политехнический Университет, ЭНИН, каф. АТП

Крупнейшим потребителем топливно-энергетических ресурсов в стране являются системы теплоснабжения. На промышленных предприятиях для выпуска продукции надлежащего качества требуется соблюдение нормируемых параметров микроклимата, который зависит от правильности функционирования систем теплоснабжения.

Внедрение автоматизированных систем управления (АСУ) технологическими процессами в системы производства, транспортировки и потребления тепловой энергии позволяет получить быстрое повышение технического уровня эксплуатации систем теплоснабжения и уменьшение затрат на топливо. Так же АСУ систем теплоснабжения позволяет увеличить уровень комфорта и эффективности трудовой деятельности в зданиях и сооружениях промышленного и сельскохозяйственного производства [1].

Сегодня закон об энергосбережении дает потребителям возможность получения экономической выгоды. Это обусловлено оптимизацией потребления тепла за счет регулирования, а также тем, что потребитель заинтересован в том, чтобы иметь объективную информацию о количестве израсходованных энергоресурсов.

Реализовать обозначенные потребности потребителя позволяет автоматизированная система мониторинга и управления теплопотреблением.

Автоматизированная система мониторинга и управления теплопотреблением позволяет решать следующие задачи:

1) автоматическое подержание заданных параметров теплоносителя в зависимости от температуры окружающей среды;

2) мониторинг состояния объекта в реальном масштабе времени, с целью определения соответствия текущих значений внутренних и внешних 8 параметров их оптимальным значениям (наименьшее теплопотребление);

3) учет полученной и отпущенной тепловой энергии;

4) предоставление информации о потреблении энергоресурсов и выполнение договорных условий о режимах работы инженерных систем энергоснабжающей организации [2].

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) представляет собой двухуровневую многофункциональную информационно-управляющую систему, работающую в режиме реального времени.

Первый уровень включает в себя:

- первичные измерительные преобразователи;
- задвижки с электроприводом;
- преобразователи частоты;
- узлы учета тепловой энергии.

Второй уровень включает в себя:

- программируемый логический контроллер «Control Logix 5000»;
- рабочее место оператора-технолога на базе рабочей станции RockwellAutomation/AllenBradley «VersaWiew 1500».

Взаимодействие компонентов АСУ ТП осуществляется посредством, как стандартных токовых сигналов, так и средствами промышленных полевых сетей. В проекте использованы следующие варианты промышленных сетей:

- ControlNet. По данной сети осуществляется взаимодействие ПЧ, устройств плавного пуска, ПЛК и рабочей станции оператора-технолога. Используется коаксиальный кабель AESP Cat 5e BC5E-4SH.
- Modbus. По данной сети осуществляется взаимодействие программируемого логического контроллера с тепловычислителями типа СПТ 961.2, электроприводами клапанов «Auma» и «Belimo». Используется кабель «LappKabel» UnitronicBusLD.
- Ethernet. По данной сети осуществляется взаимодействие программируемого логического контроллера с системами верхнего уровня.

Структурная схема системы представлена на рисунке 1.

На базе контроллера решаются следующие задачи:

- сбор и первичная обработка информации;
- дистанционное управление;
- автоматическое регулирование;
- программно-логическое управление;
- формирование массива данных для передачи на верхний уровень.

Рабочая станция предназначена для решения следующих задач:

- оперативное отображение технологических параметров;
- хранение параметров в архиве для последующего анализа;
- ввод команд на запуск и останов агрегатов;
- формирование сводок и отчетных форм.

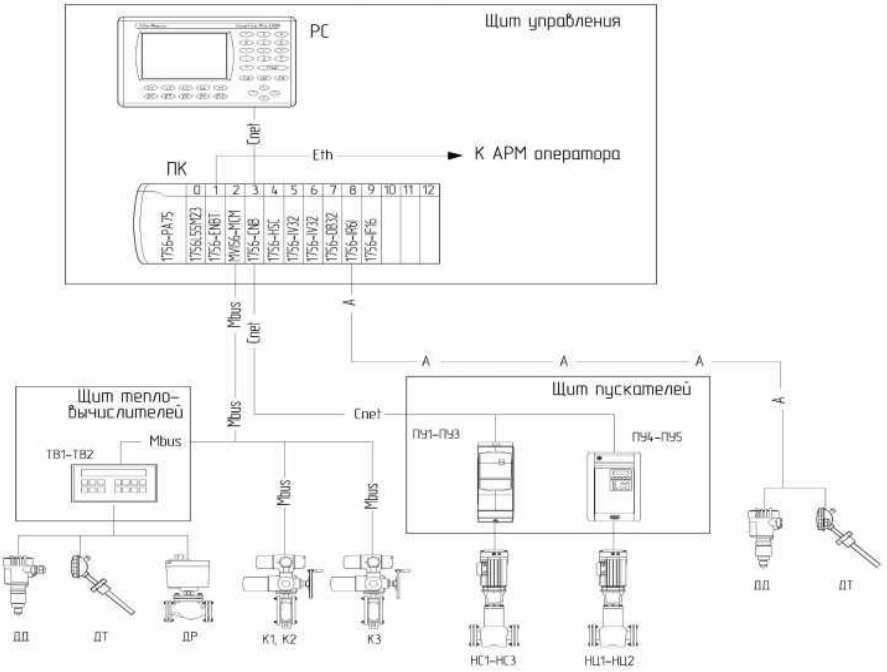


Рис. 1. Структурная схема контроля и регулирования количества тепловой энергии

Номенклатура первого уровня АСУ ТП:

- измерение температуры наружного воздуха выполняется термопреобразователем сопротивления типа ДТС125, фирмы «Овен»;

- измерение температуры воды выполняется преобразователями температуры типа CTR-6 производства «AplisenS» и преобразователями температуры типа TR10 производства «Endress+Hauser»;

- измерение давления выполняется датчиками типа РС-28, производства фирмы «AplisenS», преобразователями давления типа Cerabar M PMP41 и CerabarMPMP48 производства «Endress+Hauser»;

- измерение расхода теплоносителя выполняется с помощью электромагнитных расходомеров типа ПРЭМ, фирмы «Теплоком» и электромагнитных расходомеров типа Promag 50P,фирмы «Endress+Hauser»;

- воздействие на технологический процесс выполняется с помощью дисковых поворотных затворов «Hogfors» укомплектованных электроприводами AUMA NORM;

- управление электродвигателями сетевых насосов К1.1-К1.3 осуществляется устройствами плавного пуска типа «SMC Flex», производства фирмы Allen Bradley;

- управление электродвигателями насосов ГВС К2.1, К2.2 осуществляется преобразователями частоты «PowerFlex 700», производства Allen-Bradley [3]. Регулирование частоты вращения электродвигателей осуществляется выдачей задания на ПЧ «PowerFlex 700» от контроллера ControlLogix5000 по каналам промышленной сети ControlNet.

Второй уровень АСУ ТП представлен следующими программно-аппаратными компонентами:

- программируемый логический контроллер ControlLogix5000. Контроллер ориентирован на обработку общесистемных сигналов, связанных с положением пусковой и защитной аппаратуры, параметров теплоносителя, на обработку сигналов, поступающих по сетям Ethernet, Modbus и ControlNet, на управление и регулирование запорно-регулирующей арматурой.

Рабочее место оператора-технолога, представляет собой рабочую станцию, укомплектованную панелью типа «VersaView 1500W» с диагональю 15 дюймов и клавиатурой. Рабочая станция расположена на передней панели щита управления ЩУ [4].

Электропитание рабочей станции и контроллера осуществляется от источника бесперебойного питания типа PW9130-2500.

Прикладное программное обеспечение (ПО) реализовано на базе программных пакетов RSLogix5000 и SCADA RSView32 фирмы Rockwell Automation на языках StructureText (ST) и LadderDiagram (LD).

RSView32 является SCADA системой и предназначена для создания человеко-машинного интерфейса, необходимого для мониторинга и управления технологическими процессами. Мнемосхема главного экрана управления представлена на рисунке 2.

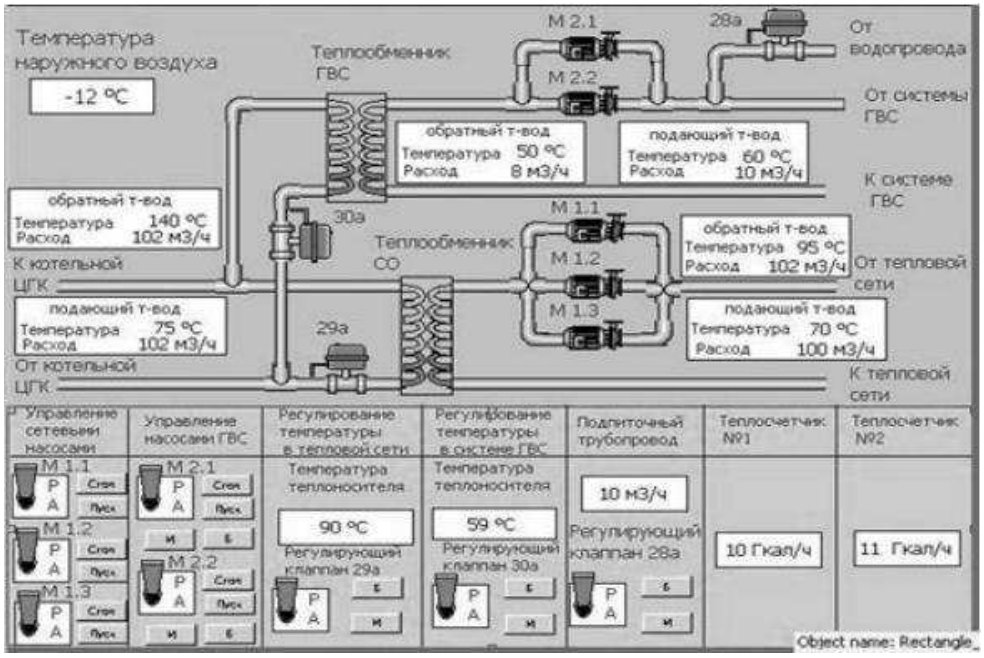


Рис.2. Мнемосхема главного экрана управления

В результате проделанной работы была разработана система автоматизированного контроля и регулирования количества тепловой энергии на ПНС-2, поселка Айхал Республика Саха.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Чистович С.А., Аверьянов В.К., Темпель Ю.Я. Автоматизированные системы теплоснабжения и отопления. СПб.: Стройиздат, 1987. 248 с.
2. Соколов С.Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: Издательский дом МЭИ, 2011. 472 с.
3. КаталогпродукцииОАО «Allen-Bradley (Rockwell Automation)». М.: Издаткльство ООО «ЭнергоСтиль», 2010. 311 с.
4. Устройство систем учета и регулирования тепловой энергии. М.: Издательство «НП «Российское теплоснабжение», 2014. 200 с.

Научный руководитель: Ю.К. Атрошенко, ассистент кафедры Автоматизации теплоэнергетических процессов ЭНИН ТПУ.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ПРЕВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПАРОГЕНЕРАТОРАХ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ЭНЕРГОБЛОКА

С.А. Ефремов

Томский Политехнический Университет, ЭНИН, каф. АТП

Одной из главных составляющих в процессе организации надежной и безопасной работы АЭС являются автоматизированные системы управления и защиты технологических объектов. Такие системы выполняют множество функций: от автоматического контроля параметров технологического процесса до автоматизированного управления этими процессами и защиты оборудования АЭС. В свою очередь данная автоматизированная система входит в состав управляющей системы безопасности по технологическим параметрам (УСБТ). УСБТ энергоблока является управляющей системой, предназначенной для приведения в действие систем безопасности, осуществления контроля и управления ими

в процессе выполнения заданных функций, а также входит в состав АСУ ТП блока АЭС. Система автоматизированной защиты превышения давления в парогенераторах должна исключать рост давления пара в парогенераторе (ПГ), поддерживать давление в ПГ в заданном интервале значений. Система должна функционировать во всех режимах нормальной эксплуатации блока, включая переходные режимы, а также в аварийных режимах, связанных с обесточиванием, разуплотнением первого и второго контуров. Регулирование осуществляется путем сброса избыточного пара, образующегося в парогенераторах, в пароприемные устройства конденсаторов турбины, либо в определенных условиях в атмосферу.

Алгоритм работы определяется следующими технологическими условиями:

а) при давлении пара в паропроводе ПГ $\geq$ 68 кгс/см^2 БРУ-К принудительно открывается, при давлении в паропроводе ПГ $\leq$ 64 кгс/см^2 БРУ-К принудительно закрывается;

б) при давлении пара в паропроводе ПГ $\geq$ 73 кгс/см^2 принудительно открывается БРУ-А, при давлении в паропроводе ПГ $\leq$ 64 кгс/см^2 БРУ-А принудительно закрывается;

в) включение БРУ-А и БРУ-К в режим поддержания давления пара в ПГ осуществляется при выборе автоматического режима работы БРУ-А и БРУ-К, при давлении в ПГ <73 кгс/см^2 и при открытии регулирующего клапана (РК) более 6 % по УП;

г) регулятор переходит в «стерегущий» режим из автоматического режима, когда БРУ-А и БРУ-К закрыты и находятся в этом состоянии 100 секунд и более или, если давление в парогенераторе менее 64 кгс/см^2;

д) режим работы БРУ-А и БРУ-К (дистанционный или автоматический) выбирается оператором [1].

Основные составные части разрабатываемой системы:

- технические средства (датчики, арматура и другие элементы);
- программно-технический комплекс (ПТК);
- секции системы безопасности (СБ).

Система должна быть построена по иерархическому принципу и содержать следующие три уровня:

- нижний уровень – связь с технологическим объектом управления (ТОУ);
- средний уровень – низовая автоматика (программно-технические комплексы (ПТК));
- верхний уровень – средства управления и представления информации на АРМ БПУ и РПУ.

В системе автоматизированной защиты превышения давления в парогенераторах используются функциональные модули, которые реализуют функции сбора и обработки информации о состоянии технологического процесса, регулирования параметров технологического процесса и управления технологическим оборудованием. В соответствии с решаемыми задачами можно выделить три группы функциональных модулей:

1) Модули сбора и обработки аналоговых сигналов.

Модуль обработки аналоговых сигналов ТПТС55.1722 предназначен для ввода и измерения аналоговых сигналов от датчиков с унифицированными аналоговыми сигналами. Модуль также имеет выходы для вывода аналоговых унифицированных сигналов напряжения и двоичных сигналов.

2) Модули сбора и обработки двоичных сигналов.

Модуль обработки двоичных сигналов ТПТС55.1723 предназначен для приема, обработки и выдачи двоичных сигналов.

3) Модули – регуляторы.

Модуль S-регулятор ТПТС55.1411 предназначен для реализации одного или двух замкнутых контуров пошагового трехпозиционного регулирования по ПИ (пропорционально - интегральному) закону регулирования.

Модуль K-регулятор ТПТС55.1412 предназначен для реализации одного или двух замкнутых контуров линейного регулирования по П (пропорциональному), ПИ, ПД

(пропорционально - дифференциальному) или ПИД (пропорционально - интегрально - дифференциальному) законам регулирования [2].

В качестве автоматизированного рабочего места выбираем комплект стационарного компьютера фирмы Dell, в его составе:

1) системный блок Dell XPS 8700 – 2 шт.;
2) монитор DELL U2312HM – 2 шт.;
3) манипулятор типа «мышь», Dell wm311– 2 шт.;
4) клавиатура DELL KB522 – 2 шт.

В качестве программного обеспечения используется SCADA OM-650 Siemens, разработанная фирмой «Siemens».

Исполнительные механизмы данной системы являются приводной частью регулирующего органа (клапан, задвижка, заслонка) и предназначены для его перемещения. В зависимости от используемой энергии исполнительные механизмы подразделяются на следующие виды: пневматические, гидравлические, электрические.

Наибольшее распространение при автоматизации объектов атомной и тепловой энергетики получили электрические исполнительные механизмы. В их состав входит электропривод (электродвигатель и редуктор), блок сигнализации положения и штурвал. Штурвал предназначен для ручного перемещения выходного вала исполнительного механизма. Блок сигнализации состоит из блока концевых выключателей и датчика положения. Концевые выключатели позволяют отключать электродвигатель при достижении крайних положений выходного вала исполнительного механизма. В зависимости от назначения исполнительные механизмы комплектуются различными датчиками положения: индуктивным, реостатным (диапазон 0-120 Ом), токовым (0-5 мА, 4-20 мА или 0-20 мА).

В качестве пускового устройства для трехфазных асинхронных электродвигателей исполнительных механизмов, установленных на объектах атомной энергетики используется устройство типа ПБР-3АА. Данный пускатель обладает климатическим исполнением УХЛ4.2 и выдерживают сейсмические воздействия интенсивностью до 8 баллов [3].

Основным показателем назначения рассматриваемой системы является быстродействие срабатывания исполнительного механизма при отклонении давления выше установленного уровня. Для внедряемого комплекса время от изменения давления до срабатывания исполнительного механизма составляет 2,7 секунды, для существующего комплекса – 4,5 секунды.

В качестве показателя надежности был принимается критерий наработки времени на отказ. Для данного комплекса он составляет 235800 часов, что примерно равно 27 годам.

В результате работы разработана система автоматизированной защиты от превышения давления в парогенераторах рекаторной установки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Инструкция по эксплуатации системы автоматического регулирования первого, второго и третьего каналов управляющих систем безопасности Ростовской атомной станции ИЭ.3.САР УСБТ.27.11 / ОАО, 2010. – 94 с.
2. Общее описание функциональных и системных модулей программно-технических средств ТПТС. Техническое описание. – М.: Изд-во ОАО «ВНИИА», 2011. – 294 с.
3. Технические средства автоматизации технологических процессов: Номенклатурный каталог продукции. – Чебоксары: Изд-во ЗЭиМ, 2006. – 61 с.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В МАЗУТНЫХ ХОЗЯЙСТВАХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Э.М. Хуснутдинова
Казанский государственный энергетический университет,
институт Электроэнергетики и электроники,
кафедра Электрические станции

Мазут играет важную роль в топливно-энергетическом балансе на тепловых электрических станциях (ТЭС). Полностью или частично мазут используется более чем на 200 крупных тепловых электростанциях Российской Федерации, кроме того, в качестве основного или резервного топлива сжигается на сотнях котельных, обеспечивающих теплом промышленные предприятия, жилые районы, предприятия агропромышленного комплекса [1]. Мазутное хозяйство ТЭС, представляющее собой целый комплекс сооружений, аппаратов и трубопроводов, является одним из основных потребителей энергии, идущей на собственные нужды станции. Основная доля энергозатрат в структуре энергопотребления мазутного хозяйства приходится на поддержание температурного режима в резервуарах и подогрев мазута, подаваемого в котлах [2]. Эксплуатационные затраты на содержание мазутного хозяйства наибольшие по сравнению с газом и углем и составляют более 9 % от нагрузки котла [3]. В связи с этим становится особенно актуальной проблема энергосбережения в мазутных хозяйств тепловых электрических станциях. Мазутные хозяйства ТЭС и котельных имеют типовую структуру и включают стадии приема и слива мазута, хранения в резервуарах, подогрева, фильтрации и подачи к горелкам котла [4].

Оценка эффективности существующих проектов технических и технологических преобразований поэтапно выведет производство на качественно новый уровень. Только комплексный подход гарантирует эффективную технологическую модернизацию. Таким образом, целью данной работы является оценка эффективности использования энергосберегающих мероприятий для мазутных хозяйств ТЭС.

Комплексный подход исследований при выборе метода реализации энергосберегающих мероприятий для мазутных хозяйств ТЭС ведет предварительную оценку эффективности энергоиспользования. Для мазутных хозяйств характерны большие, занимаемые оборудованием территории, разнообразие номенклатуры используемого оборудования и арматуры, протяженные трассы мазутопроводов и паровых спутников. Мазутное хозяйство является также потенциальным источником экологической опасности [4]. Одни из наиболее важных характеристик теплотехнологических схем мазутных хозяйств ТЭС являются:

1. Мощность электростанции и территориальное расположение объекта.
2. Основные характеристики мазутного хозяйства.
3. Вместимость и число резервуаров для хранения.
4. Тип и количество котлов, установленных на станции.
5. Количество, тип и производительность подогревателей, установленных на один резервуар.
6. Температура окружающей среды для зимы и для лета.
7. Минимальная температура хранения в резервуаре для мазута (40°С), а для ВМЭ (20 °С).

По итогам технико-экономической оценки определяются затраты теплоты на содержание мазутного хозяйства, выявляются элементы, имеющие низкую эффективность. Если часть расходов на содержание мазутного хозяйства превышает некоторое значение, характерное для станций с низкими удельными затратами тепловой и электрической энергии, или в ходе расчетов выявляются неиспользованные технологии по энергосбережению, то разрабатываются мероприятия по ее модернизации.

Тепловой анализ теплотехнологических схем мазутных хозяйств проводится отдельно для зимнего и летнего периода эксплуатации с соответствующими характерными температурами окружающей среды и температурными напорами. Рассчитано остывание и подогрев чистого мазута и мазута с добавлением 10% воды и поверхностно-активных веществ (ПАВ). Время остывания и нагрева чистого мазута происходит от 70°С до 40 °С, а водомазутной эмульсии с содержанием воды 10% от 70°С до 20 °[5].

Разработана методика расчета процессов подогрева водомазутной эмульсии с разным содержанием воды (10, 20, 30%) и ПАВ в резервуарах и резервуарных парках ТЭС. За основы взята методика расчета процессов подогрева мазута в резервуарах и резервуарных парках тепловых электрических станций [6].

Одной из главных задач является определение затрат тепла и электроэнергии на содержание мазутного хозяйства, которые относятся к затратам на собственные нужды. Затраты электроэнергии на содержание мазутного хозяйства ТЭС могут быть определены как сумма затрат электроэнергии на привод насосов для транспортирования мазута по мазутопроводам; а привод циркуляционных насосов при подогреве мазута в резервуарах при хранении; на привод оборудования для сливных операций. Затраты теплоты на содержание мазутного хозяйства складываются из затрат теплоты на паровые спутники мазутопроводов; на подогрев мазута при сливных операциях; на подогрев мазута в подогревателях мазута; на распыливание мазута в горелках.

Повышение эффективности использования тепловой и электрической энергии, расходуемой на содержание мазутного хозяйства, может быть достигнуто внедрением более эффективных способов подогрева мазута в резервуарах, реализацией схемных решений, например, изменением типа теплотехнологической схемы мазутного хозяйства, заменой устаревших аппаратов на более современные, имеющие улучшенные технические характеристики, или модернизацией самих аппаратов с помощью методов интенсификации теплообмена, применением теплоизоляционных материалов с улучшенными, по отношению к применяемым, характеристиками, реализацией мероприятий [7].

Данные расчета и оценки эффективности использования энергосберегающих мероприятий в мазутных хозяйств ТЭС позволяет выявить материальные и энергетические затраты на хранение и подготовку мазута к сжиганию в котлах и выявить участки с наибольшими потерями, подлежащие первоочередной модернизации. На основании анализа существующей теплотехнологической схемы мазутного хозяйства ТЭС определяются мероприятия по повышению эффективности ее работы путем замены устаревшего оборудования, реконструкции отдельных участков или реализации новых схемных решений по компоновке мазутного хозяйства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ТЭК и экономика регионов России. Справочник: в 7 т. М.: Энергия, 2007.
2. Назмеев Ю.Г. Теплоперенос и гидродинамика в системах хранения жидкого органического топлива и нефтепродуктов. // М.: изд-во МЭИ,2005
3. Энергетическая стратегия РФ до 2030 года.
4. Назмеев Ю.Г. Мазутные хозяйства ТЭС. // М.: Изд-во МЭИ, 2002
5. Шагеев М.Ф., Хайриева Э.М. Использование водотопливной эмульсии как метод энергосбережения и повышения экологической безопасности энергетических предприятий. // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2011. №1. С. 123-125.
6. Шагеев М.Ф., Хайриева Э.М., Хуснутдинов Р.Ф. Хранение обводненного мазута в резервуре // Современные наукоемкие технологии. 2010. № 8. С. 93-94.
7. Шамсутдинов Э.В. Алгоритм разработки и оценки эффективности использования энергосберегающих мероприятий для мазутных хозяйств ТЭС и крупных котельных. // Современные проблемы науки и образования. 2011. №2.

ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ ПРИ РАБОТЕ НА РЫНКЕ НА СУТКИ ВПЕРЕД

А.М. Клер, А.С. Максимов, А.В. Чалбышев, Е.Л. Степанова
Институт систем энергетики имени Л. А. Мелентьева

В настоящее время подавляющее количество теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) функционирует в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). В связи с чем, основной задачей для ТЭЦ является обеспечение конкурентоспособности. Эффективность работы тепловой электростанции, при выработке электрической энергии, определяется удельным расходом топлива на выработанный кВтч. Следует отметить, что одинаковое количество электроэнергии может быть выработано с существенно-различными значениями этого показателя. В связи с чем, возникает задача поиска оптимального (минимально-возможного) значения расхода топлива при заданном отпуске тепловой и электрической энергии. Учитывая сложность технологических схем теплоэлектроцентралей, эффективное решение поставленной задачи возможно лишь с помощью методов математического моделирования и оптимизации, причем математические модели должны максимально подробно описывать действующее оборудование.

Задачам поиска оптимального распределения нагрузок между агрегатами тепловых электрических станций посвящено множество работ, как в России, так и за рубежом [1-3]. Отличительной особенностью приведенных работ является использование достаточно простых моделей основного теплоэнергетического оборудования ТЭЦ (котло- и турбоагрегатов).

В лаборатории «Исследования энергетических установок» Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН разработана оригинальная методика построения математических моделей сложных теплоэнергетических установок (ТЭУ), которая реализована в виде программно-вычислительного комплекса (ПВК) Система машинного построения программ (СМПП) [4]. Использование математических моделей, построенных по этой методике, позволяет проводить конструкторские и поверочные расчеты ТЭУ, основываясь на физических законах и апробированных методах расчета (энергетические и материальные балансы энергоносителей, нормативный метод теплового расчета котла и др.) энергетического оборудования. С помощью этого комплекса можно получать математические модели энергетического оборудования и тепловых электрических станций с достаточно подробной детализацией, учитывая различные особенности в их работе (модернизация оборудования, отключение отдельных элементов и т.д.), а также формировать и решать оптимизационные задачи.

Методики оптимального распределения нагрузок между агрегатами тепловых электростанций представлены в работе [5].

Целью настоящей работы является разработка методики формирования ценовой заявки при работе электростанции на рынке на сутки вперед.

На ранке на сутки вперед (РСВ) осуществляется торговля основной доли вырабатываемой электроэнергии, участники в рамках единого аукциона, проводимого с учетом электросетевых ограничений, конкурируют за объем выработки/потребления на основе поданных ими ценовых заявок. В результате на рынке устанавливается маржинальная цена (цена РСВ) и соответствующая электрическая мощность каждой электростанции. Ценовая заявка теплоэлектроцентрали, в отличие от всех других электростанций, включает в себя три ступени электрической мощности, при заданных значениях потребления тепловой энергии, и соответствующих им цен электроэнергии. Первая ступень – минимально-возможная электрическая мощность. Вторая ступень – максимальная электрическая мощность при работе по тепловому графику. Третья ступень – максимально-возможная электрическая мощность. Особо следует выделить первую ступень, так как она является ценопринимающей, т.е. при работе электростанции в данном режиме цена электроэнергии

будет равна 0 руб/кВтч. Неверное определение значения электрической мощности на данной ступени, может привести к существенным убыткам.

Для определения значений электрических мощностей и соответствующих им расходов топлива на каждой ступени решаются следующие оптимизационные задачи:

Первая ступень:

$$N_{\text{ТЭЦ}}^{1cm}(x, Q_1, .., Q_S) \to \min$$

при ограничениях:

$$H(x, y, Q_1, .., Q_S) = 0, \quad (1)$$

$$G(x, y, Q_1, .., Q_S) \geq 0, \quad (2)$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \quad (3)$$

Вторая ступень:

$$\max_x N_{ТЭЦ}^{2cm} / Q_{\text{СТВ}}^{ТЭЦ},$$

при ограничениях (1-3) и:

$$Q_{\text{СТВ}}^{ТЭЦ} \geq 0.$$

Третья ступень:

$$\max_x N_{ТЭЦ}^{3cm}$$

где $x \in E_к$ - вектор независимых оптимизируемых параметров (расходы пара в конденсаторы турбин и пара из регулируемых отборов турбин, давление перед регулирующими диафрагмами турбин, давление пара в пиковых подогревателях сетевой воды и др.); $y \in E_m$ - вектор зависимых оптимизируемых параметров (расходы острого пара на турбины, расходы пара из нерегулируемых отборов турбин, электрические мощности турбин, давления в нерегулируемых отборах турбин и т.д.); $N_{ТЭЦ}^{1cm}$, $N_{ТЭЦ}^{2cm}$, $N_{ТЭЦ}^{3cm}$ - полезная электрическая мощность ТЭЦ для первой, второй и третьей ступени, соответственно; $Q_{\text{СТВ}}^{ТЭЦ}$ - сброс тепла в систему технического водоснабжения станции; Q_i - заданная нагрузка i-го внешнего потребителя тепла; S – число внешних потребителей тепла; *H* – m-мерная векторная функция ограничений-равенств, включает уравнения, описывающие технологические связи между элементами схемы, энергетические и материальные балансы элементов технологической схемы ТЭЦ и др; G – l-мерная векторная функция ограничений-неравенств (включает ограничения снизу и сверху на такие зависимые параметры как расходы острого пара на турбины, электрические мощности турбин и др.); $x^{\min}$, $x^{\max}$ - векторы минимальных и максимальных значений вектора *x*.

После нахождения электрических мощностей ($N_{ТЭЦ}^{1cm}$, $N_{ТЭЦ}^{2cm}$ и $N_{ТЭЦ}^{3cm}$), для каждой из ступеней решается задача поиска минимального расхода топлива котлоагрегатами ТЭЦ, эта задача формулируется следующим образом:

$$\min_x B_{\text{ТЭЦ}}^{cm}(x, y, N_{ТЭЦ}, Q_1, ...Q_S)$$

при ограничениях (1-3) и:

$$N_{ТЭЦ} = N^{ст}_{ТЭЦ}$$

где $B^{ст}_{ТЭЦ}$, $N^{ст}_{ТЭЦ}$ - суммарный расход топлива котлами и электрическая мощность ТЭЦ на каждой из ступеней.

Решение указанных задач позволяют корректно сформулировать ценовую заявку ТЭЦ.

С использованием предложенной в настоящей работе методики формирования ценовой заявки на рынке на сутки вперед были проведены расчеты для крупной промышленно-отопительной ТЭЦ. Схема рассматриваемой электростанции приведена на рисунке.

На ТЭЦ используется оборотная система технического водоснабжения с испарительными градирнями. Установленные мощности станции: электрическая – 655 МВт и тепловая – 1147 Гкал/ч. Снабжает потребителей паром с давлением 4.0 и 1.3 МПа. Основным топливом является бурый уголь.

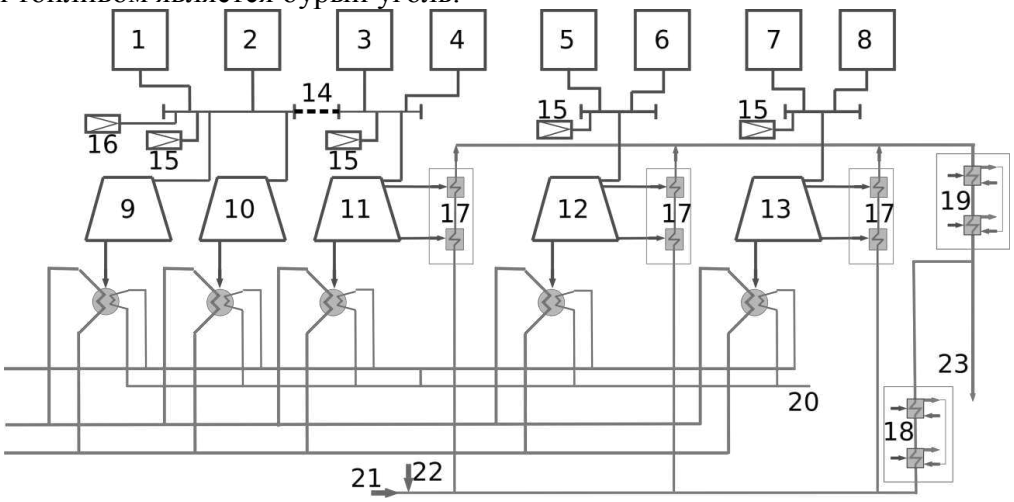


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема рассматриваемой ТЭЦ

1-4 – котлоагрегаты БКЗ-420-140; 5-7 – котлоагрегаты БКЗ-500-140; 8 – котлоагрегат БКЗ-820-140; 9-10 – турбоагргегаты ПТ-60/75-130/13; 11-12 – турбоагрегаты Т-175/210-130; 13 – турбоагрегат Т-185/220-130; 14 – перемычка с ограниченным расходом пара; 15 – РОУ-14/1.3; 16 – РОУ-14/4; 17 – сетевые подогреватели теплофикационных турбоагрегатов; 18 – группа общестанционных подогревателей сетевой воды, греющих паром 0.12 и 1.3 МПа; 19 – группа общестанционных подогревателей сетевой воды греющие паром 0.3 и 1.3 МПа; 20 – поток воды на деаэраторы подпитки тепловой сети; 21 – обратная сетевая вода; 22 – подпитка тепловой сети; 23 – прямая сетевая вода.

Для приведенной схемы были разработаны подробные математические модели турбоагрегатов, с расчетом процесса расширения пара в проточной части. Математическая модель ТЭЦ в целом включает более 3000 исходно-задаваемых и рассчитываемых параметров, в состав которых входят помимо основных режимных параметров (расходов, температур и давлений) в каждой точке схемы, различные коэффициенты, как основного, так и вспомогательного оборудования электростанции. Таким образом, обеспечивается возможность настройки математических моделей, для более точного описания фактического состояния оборудования станции.

Далее были проведены оптимизационные расчеты, по определению 3 ступеней электрической мощности при тепловой нагрузке теплосети 797 Гкал/час. Основные результаты расчетов представлены в таблице. Ценовая заявка рассчитана с учетом выработки тепловой энергии при стоимости топлива 1510 руб/ту.т. и норме прибыли электростанции 20%.

Таблица1. Основные результаты расчетов 3-х степеней электрической мощности для подачи ценовой заявки на рынке на сутки вперед

Параметр	Ед. изм.	I ступень	II ступень	III ступень
Электрическая мощность ТЭЦ	МВт	384	495	641
ТГ-1	МВт	25	46	52
ТГ-2	МВт	24	45	52
ТГ-3	МВт	90	130	175
ТГ-4	МВт	129	145	175
ТГ-5	МВт	116	129	187
Расход топлива	ту.т./ч	204,6	221,3	280,5
Ценовая заявка	руб/МВт	0	501,0	734,7

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложена методика расчета режимов работы теплоэлектроцентралей, с целью формирования ценовой заявки при работе на рынке на сутки вперед. Приведены примеры расчета режимов работы крупной промышленно-отопительной ТЭЦ, в результате которых сформирована ценовая заявка РСВ. По результатам проведенных исследований можно сделать вывод, что предложенная методика может весьма эффективно применяться при работе теплоэлектроцентралей на рынке на сутки вперед.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Макарчьян В.А., Черняев А.Н., Андрюшин А.В. и др. Программный комплекс распределения нагрузок ТЭЦ со сложным составом оборудования, схемами отпуска тепла и электроэнергии // Теплоэнергетика, 2013. № 5. С. 71 – 77.
2. Иванов Н.С., Беспалов В.И., Лопатин Н.С. Программный комплекс для оптимизации режимов работы тепловых электростанций и эффективность его применения // Известия томского политехнического университета, 2008. № 4. С. 40-44.
3. Stojiljkovic Mirko M., Stojiljkovic Mladen M., Blagojevic Bratislav D. Mathematical modeling and optimization of tri-generation systems with reciprocating engines // Thermal Science, 2010. vol. 14. br. 2. pp. 541-553
4. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. Теплосиловые системы: оптимизационные исследования. Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.
5. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Жарков П.В. и др.Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования // Теплоэнергетика, 2009. № 6. С. 53-57.

ПОКАЗАТЕЛИ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ НА БАЗЕ СЕРИЙНОЙ ГТУ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ГЕНЕРАТОРНОМ ГАЗЕ

А.М. Антонова, Д.С. Чернов
Томский политехнический университет
Энергетический институт, кафедра АТЭС

В настоящее время в теплоэнергетике России и мира самой перспективной является парогазовая технология на основе сжигания газообразного топлива в камере сгорания газотурбинной установки (ГТУ). Ее тепловая экономичность достигает 60 % [1]. Газификация угля и сжигание полученного генераторного газа в камере сгорания ГТУ позволяет применить парогазовую технологию в угольной энергетике. Кроме того, газификация угля имеет ряд преимуществ перед его прямым сжиганием, в том числе – существенное снижение вредных выбросов в атмосферу за счет очистки газа от золы и сероводорода перед его сжиганием.

Целью проведенных исследований являлся выбор оборудования и анализ показателей работы двухконтурной утилизационной ПГУ на базе современной высокотемпературной ГТУ простого цикла (рисунок 1) при использовании в качестве топлива генераторного газа.

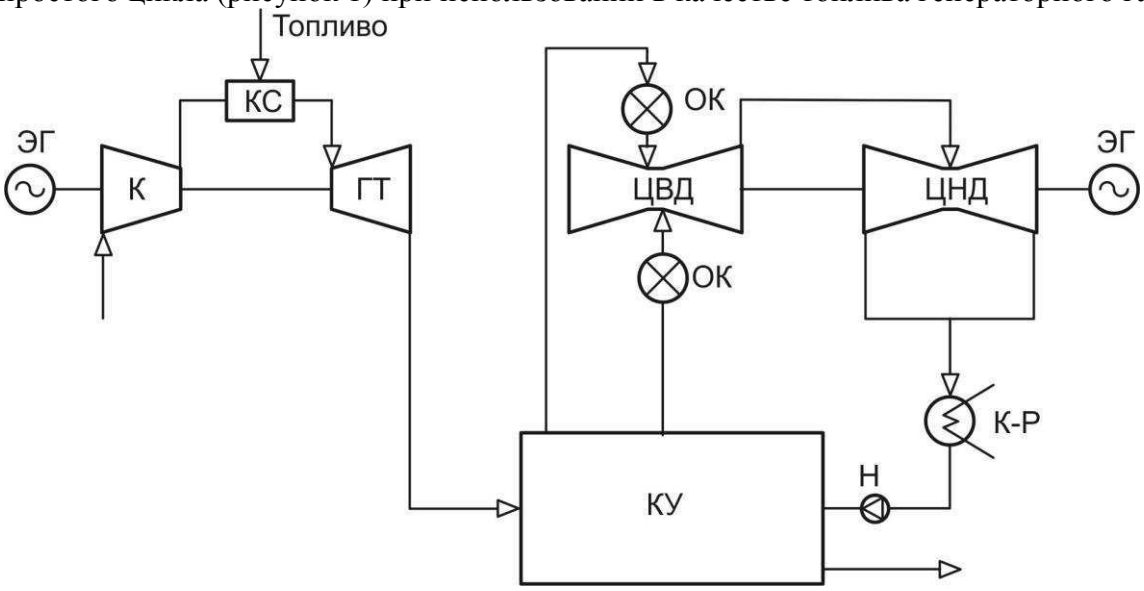


Рис.1. Упрощенная тепловая схема двухконтурной ПГУ

ЭГ – электрогенератор; К – компрессор; ГТ – газовая турбина; КС – камера сгорания; ЦНД, ЦВД – цилиндры высокого и низкого давления паровой турбины; ОК – отсечные клапаны; Н – насос; К-Р – конденсатор; КУ – котел утилизатор

Особенностями приведенной схемы являются два паровых контура (а не три, как принято в самых экономичных ПГУ) и отсутствие промежуточного перегрева пара, что позволяет иметь простую ПГУ с повышенными показателями надежности за счет некоторого снижения экономичности. Цилиндр высокого давления (ЦВД) имеет петлевую конструкцию с вводом пара низкого давления в камеру смешения после первой группы ступеней высокого давления. Образовавшаяся смесь потоков пара расширяется во второй группе ступеней ЦВД и затем – в ЦНД. Умеренное число контуров и отсутствие промежуточного перегрева обеспечивают более высокую надежность установки среди других типов ПГУ.

Была поставлена нестандартная задача выбора состава оборудования ПГУ на основе технических данных и параметров конденсационной паротурбинной установки (ПТУ) К-170-7,0 (табл. 1).

Таблица 1. Характеристики и параметры ПТУ

Конденсационная турбоустановка	К-170-7,0
Электрическая мощность	170 МВт
Начальное давление	7,0 МПа
Начальная температура	600°С
Контур низкого давления	0,7 МПа
Температура в контуре низкого давления	205 °С
Разделительное давление	0,2 МПа
Давление в конденсаторе	0,005 МПа
Давление в деаэраторе	0,7 МПа

Паротурбинная установка (ПТУ)

Для определения параметров пара построен процесс его расширения в турбине (рисунок 2). Учтены потери давления в стопорном и регулирующих клапанах высокого и низкого давления.

Внутренние относительные цилиндров высокого давления (ЦВД) и низкого давления (ЦНД) найдены по формулам [2]. Для турбины с дроссельным парораспределением $\eta_{oi}^{ЦВД} = \left[0,92 - 0,2/(G_0^{ВД} \cdot v_{ср})\right] \cdot \left[1 + (H_0^{ЦВД} - 700)/20000\right]$, т.е. значение КПД зависит от расхода пара, поэтому его расчет носит итерационный характер; в итоге $\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,902$. Внутренний относительный КПД ЦНД при работе на перегретом паре равен 0,881, он найден по формуле $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,87 \cdot \left[1 + (H_0^{ЦНД} - 400)/10000\right]$. Учет поправки на влажность для части процесса расширения в области насыщенного пара приводит к снижению $\eta_{oi}^{ЦНД}$ до значения 0,860. Ввод пара низкого давления с температурой 205 ^{o}С снижает энтальпию рабочего тела.

В результате итерационного расчета тепловой схемы при электрической мощности турбины 170 МВт расходы пара в турбине составили: в голову турбины $G_0^{ВД} = 118,5$ кг/с, в контуре низкого давления – $G_{НД} = 20,9$ кг/с, в ЦНД $G_{ЦНД} = 139,4$ кг/с. Удельный расход тепла на турбоустановку равен $12,0$ МДж/(кВт·ч), абсолютный электрический КПД – 0,301.

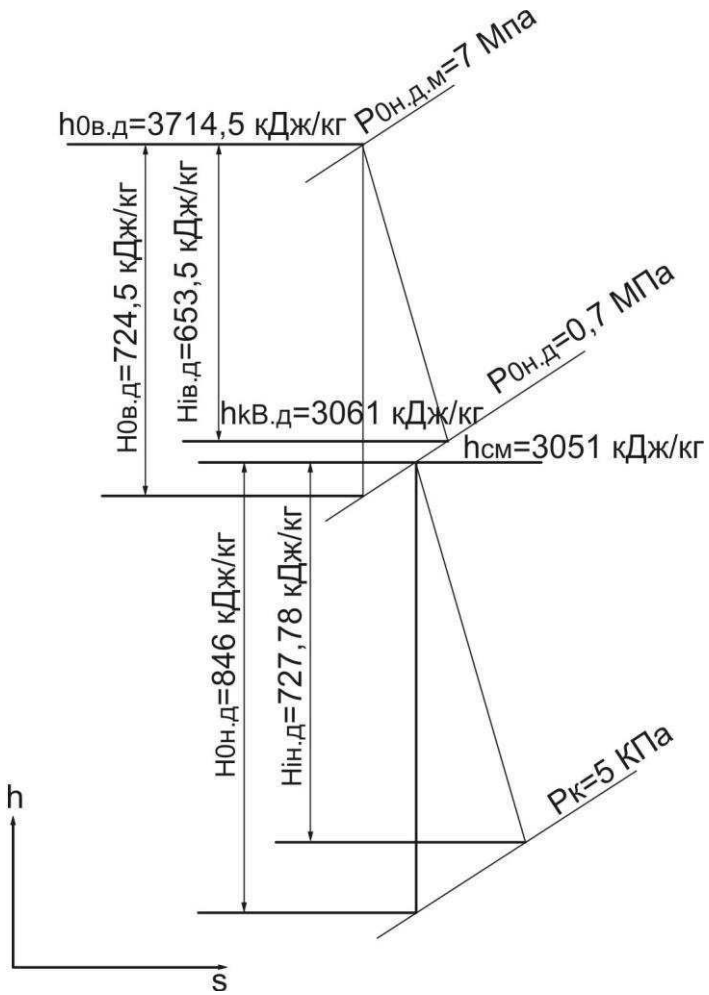


Рис.2. Процесс расширения пара в турбине в hs-диаграмме

Котел-утилизатор (КУ)

С целью определения тепловых характеристик КУ проведен расчет КУ и построена TQ-диаграмма (рисунок 3).

По известным параметрам пара и расходам контуров высокого и низкого давления методом тепловых балансов определены для поверхностей нагрева КУ значения расхода газов, температуры рабочего тела и газовой среды и тепловые нагрузки.

Температурный напор на входе газов в КУ принят $\theta = 25$ °С, температура газов в этой точке равна 625 °С. Учтено наличие рециркуляции питательной воды, гидравлическое сопротивление пароводяного тракта и потери теплоты через изоляцию.

Найдены: тепловая нагрузка КУ, равная 560,9 МВт, температура уходящих газов на выходе из КУ 110 °С, КПД КУ 80,0 %. Количество теплоты, поступающей с газами в КУ, равно 448,7 МВт, расход газа из газовой турбины – 817,2 кг/с.

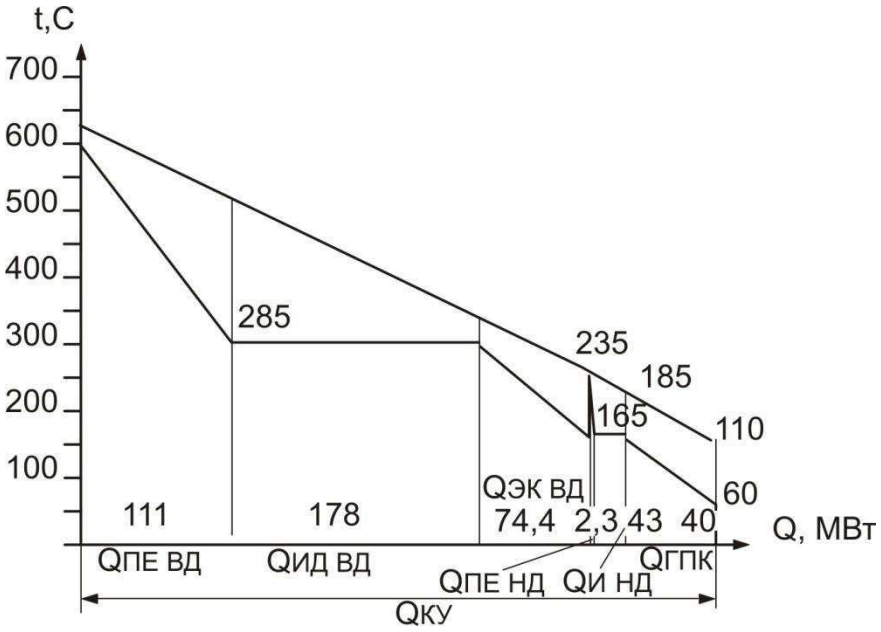


Рис.3. TQ-диаграмма двухконтурного котла-утилизатора ПГУ

Газотурбинная установка (ГТУ)

Задачей итерационного расчета ГТУ было нахождение ее электрической мощности и показателей тепловой экономичности ГТУ по тепловым характеристикам КУ (значениям тепловой нагрузки, температуры и расходов газа). В качестве исходных данных для высокотемпературной ГТУ приняты: начальная температура газов на входе в турбину 1500 ^{o}C, относительный внутренний КПД газовой турбины η_{0i}^{T}=0,90, компрессора – η_{0i}^{K}=0,880; механический КПД $\eta_{м}$ = 0.995; КПД электрогенератора $\eta_{г}$ = 0.988; коэффициент использования теплоты топлива в камере сгорания $\eta_{КС}$ =0.994. Степень повышения давления в компрессоре $\pi_{к}$ найдена как оптимальная по начальной температуре газов, ее значение составило 19,2. Коэффициентом λ=0,95 учтены потери давления в ГТУ. В качестве топлива на расчетном режиме принят стандартный углеводород (С = 85 %, Н = 15 %), имеющий теплоту сгорания 44 МДж/кг,стехиометрическое количество воздуха для полного сжигания 1 кг такого газа равно 15 кг/кг. Охлаждение узлов и деталей газовой турбины не учитывалось.

Расчет ГТУ произведен по методике [3] при температуре наружного воздуха +15^{0}C. Определены показатели ГТУ: электрическая мощность – 372,7 МВт, абсолютный электрический КПД – 39,9 %, расход топлива – 23,5 кг/с. Количество теплоты, подводимой с топливом в камеру сгорания ГТУ, равно 934,1 МВт.

Показатели парогазовой установки

Рассчитанные показатели ПГУ составили: электрическая мощность – 544,7 МВт, абсолютный электрический КПД 57,3 %, удельный расход условного топлива с учетом собственных нужд – $225\,г/(кВт\cdot ч)$.

Характеристики топлива ГТУ – генераторного газа, полученного при газификации угля.

Принят аллотермический процесс паровой газификации угля с подводом теплоты в реакционную зону газогенератора [4]. По расчету количество подводимой извне теплоты составило 2,50 МДж/(кг угля). Найдены физическое тепло генераторного газа – 3,57 МДж/(кг угля) и его теплота сгорания при золоочистке высокой степени – 19,4 МДж/кг. Удельный расход генераторного газа на ГТУ составил 1,25 кг/ (кг угля), расход генераторного газа на ГТУ – 50,5 кг/с, расход угля на газогенератор – 40,3 кг/с.

Поскольку низшая теплота сгорания и плотность генераторного газа значительно отличаются от характеристик стандартного углеводородного газа, требуется проверить возможность использования в камере сгорания ГТУ генераторного газа. Проверка проведена по числу Воббе, которое является одним из критериев взаимозаменяемости газов:

$$W = \frac{Q}{\sqrt{d}},$$

где Q — объемная низшая теплота сгорания газа, МДж/м^3; d – относительная плотность газа при нормальных условиях.

По проведенным расчетам, число Воббе для стандартного углеводородного газа составило $W = 5,21$; для полученного генераторного газа оно равно 4,95. Изменение числа Воббе составило 5 %, что стандартом [5] рассматривается как допускаемое отклонение, поэтому нет необходимости в реконструкции камеры сгорания серийной ГТУ, разработанной для сжигания природного газа.

Выбор серийной ГТУ

Результаты проведенного расчета позволяют сделать выбор газотурбинной установкиз числа современных высокотемпературных ГТУ. По показателям наиболее близка к рассчитанной ГТУ Siemens 8GT5-8000H, имеющая характеристики, приведенные в таблице 2.

Таблица 2. Характеристики и параметры ГТУ 8GT5-8000H

Показатель	Значение
Электрическая мощность (брутто), МВт	375
КПД брутто, %	40,0
Отношение давлений	19,2
Расход выхлопных газов, кг /с	820
Скорость вращения ротора, об/мин	3000
Температура газов перед ГТУ, ° С	1500
Температура выхлопных газов, ° С	627/1500

ВЫВОДЫ

Показано, что с достаточно высокой эффективностью можно использовать конденсационную паротурбинную установку К-170-7,0 в составе двухконтурной ПГУ повышенной надежности без промперегрева пара, работающей на генераторном газе. Абсолютный КПД такой ПГУ равен 57,3%, что на 40 % (отн.) выше КПД традиционных ПТУ.

За основу парогазовой установки может быть взята наиболее походящая по характеристикам ГТУ Siemens 8GT5-8000H, которая на сегодняшний момент имеет наилучшие показатели в мире. Мощность двухконтурной ПГУ в этом случае составит 544,7 МВт.

Генераторный газ для рассматриваемой ПГУ, полученный в аллотермическом процессе паровой газификации угля, имеет характеристики, не требующие реконструкции камеры сгорания серийной ГТУ, разработанной для сжигания природного газа. Его расход на ПГУ составляет 50,5 кг/с, расход угля на газогенератор – 40,3 кг/с.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Ольховский Г.Г. Перспективные газотурбинные и парогазовые установки для энергетики // Теплоэнергетика. 2013. № 2. С. 3–12.
2. Трухний А.Д., Петрухин С.В. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа/ М.: Издательство МЭИ, 2001.
3. Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для вузов / под ред. А.Г. Костюка. М.: Издат. дом МЭИ, 2008. 556 с.
4. Николаев Ю.Е., Мракин А.Н. Системная термодинамическая и экономическая эффективность поточной парокислородной газификации угля // Энергетика Татарстана. – 2012. – №4. – С. 19-24.
5. СТО 70238424.27.040.001-2008 Газотурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования. – Дата введения – 2010-10-31. – М.: НП «ИНВЭЛ». – 2008. – 87 с.

Научный руководитель А.М. Антонова, к.т.н., доцент кафедры атомных и тепловых электростанций ЭНИН ТПУ.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЕМ КОНДЕНСАТА В КОНДЕНСАТОРЕ ТИПА К-12150 ТУРБИНЫ ТИПА К-220-44

Е.В. Иванова, А.А.Таханова
Национальный Исследовательский Томский Политехнический Институт
Теплоэнергетика и теплотехника
Автоматизация теплоэнергетических процессов

АННОТАЦИЯ

В докладе исследуется качественная система автоматизированного контроля и управления уровнем конденсата в конденсаторе К-12150. Для этой цели разрабатывается функциональная схема, которая отражает объем измеряемых параметров и оснащенность системы приборами автоматизации.

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация технологических процессов - это комплекс средств, позволяющих осуществлять технологические производственные процессы без непосредственного участия человека, но под его контролем.

Целью работы являлась разработка структуры автоматизированной системы контроля и управления объектом с использованием современных технических средств автоматизации.

Объектом являлся конденсатор типа К-12150 турбины типа К-220-44, регулируемым параметром – уровень в конденсаторе.

1. РЕГУЛИРОВАНИЕ УРОВНЯ КОНДЕНСАТА В КОНДЕНСАТОРЕ

Конденсатор подвального типа, двухходовой по охлаждающей воде (перегородки в водяной камере расположены горизонтально), однопоточный.

АСР уровня воды в конденсаторе предназначена для поддержания постоянного уровня в конденсатосборнике конденсатора независимо от расхода пара через турбину или режима ее работы (теплофикационного или конденсационного).

Стабилизация уровня необходима [1]:

- Для предотвращения кавитации конденсатных насосов.
- По условиям устойчивой работы паровых эжекторов (их нормального охлаждения).
- Для наилучшего использования поверхности охлаждения конденсатора.

Единственным регулирующим воздействием при стабилизации уровня может быть изменение производительности конденсатных насосов с помощью регулирующего клапана, установленного за конденсатными насосами и охладителями пара эжекторов.

Регулирование уровня воды в конденсаторе осуществляется с помощью трехходового клапана и линии рециркуляции, по которой часть конденсата сбрасывается обратно в конденсатор.

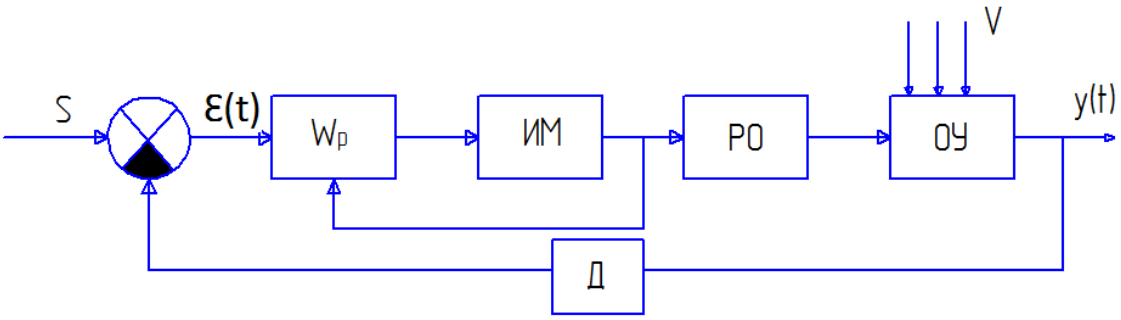


Рис.1. Структурная схема АСР уровня конденсата в конденсаторе турбины: S – сигнал задания; ε(t) – сигнал рассогласования; V – возмущения; y(t) – выходной сигнал; $W_р$ – передаточная функция регулятора; ИМ – исполнительный механизм; РО – регулирующий орган; ОУ – объект управления

Уровень в конденсатосборнике измеряется дифманометром 6, сигнал от которого поступает на регулятор, где сравнивается с сигналом задания.

Регулятор уровня конденсата (РУК) получает сигнал по уровню конденсата в конденсатосборнике и воздействует на регулирующий клапан, изменяющий расход конденсата за питательным насосом.

РУК начинает воздействовать на регулирующий клапан рециркуляции, обеспечивая требуемый пропуск воды в системе охлаждения паровых эжекторов и поддерживая уровень воды в конденсатосборнике.

2. РАЗРАБОТКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЕМ

Процесс измерения теплотехнических величин и совокупность средств, осуществляющих эти измерения, носят название теплотехнического контроля. Функциональная схема автоматизации конденсатора парового котла отражает характер и объём теплотехнического контроля и управления объектом.

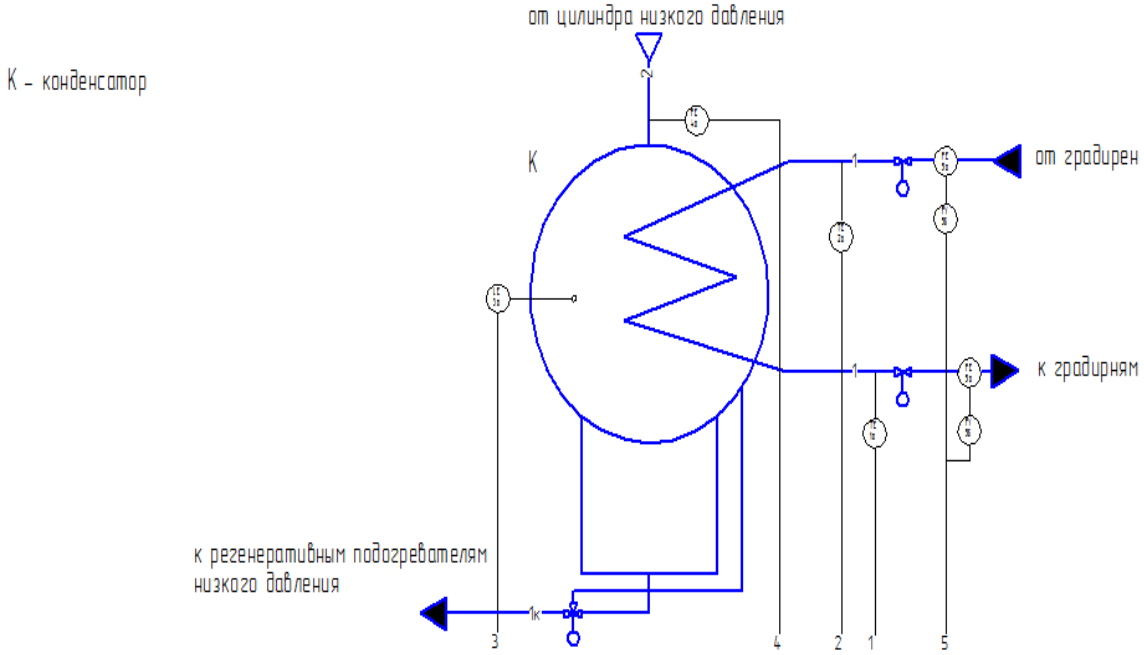


Рис.2. Функциональная схема автоматизированной системы

Список контролируемых технологических параметров и технологических сред объекта автоматизации, местоположение точек контроля технологических параметров и

технических средств автоматизации, функции, выполняемые техническими средствами автоматизации, определяют в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1. Объем оснащения объекта средствами контроля и управления

№ п/п	Параметр, состояние, положение	Форма представления информации						
		БЩУ		ПЛК				По месту
		постоянно	регистрация	измерение	сигнализация	управление	связь	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Температура воды на входе в конденсатор	+						
2	Температура воды на выходе из конденсатора	+						
3	Уровень воды в конденсатосборнике	+	+	+	+	+	+	+
4	Расход пара на входе в конденсатор	+					+	
5	Расход охлаждающей воды на входе в конденсатор	+	+	+	+	+	+	
6	Расход воды на выходе из конденсатора	+	+	+			+	

ВЫВОД

Для создания системы автоматизированного контроля и управления уровнем разработана функциональная схема и проведен выбор средств измерения параметров объекта. Созданная система будет обеспечивать безопасную и стабильную работу конденсатора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Плетников С.Б., Силуянов Д.Б. Автоматизация технологических процессов тепловых электростанций. – М.: Фирма «Испо-Сервис», 2001. – 156 с.
2. Демченко В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов ТЭС и АЭС. – Одесса: «Астропринт», 2001. – 305 с.
3. Бродов Ю.М., Савельев Р.З. Конденсационные установки паровых турбин: Учебн. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 288 с.

Научный руководитель: Иванова Е.В., к.ф.-м.н., старший преподаватель, НИ ТПУ.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ ПОВЕРХНОСТНОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Р.У. Гимазов
Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет,
Энергетический Институт, Кафедра Автоматизации Теплоэнергетических Процессов,

Одним из способов повышения эффективности тепловых электростанций является использование регенеративного подогрева питательной воды, с помощью пара, отбираемого из турбины. Применение этого метода повышения эффективности связано с использованием в цикле паротурбинной установки регенеративных подогревателей.

Цель этого проекта – разработать современную систему автоматизированного контроля и регулирования регенеративного подогревателя низкого давления.

В ходе реализации проекта, решаются следующие задачи:

- Анализ объекта управления.
- Постановка задач автоматизации.
- Создание модели автоматизированной системы управления.
- Выбор приборов для реализации системы.

В поверхностных подогревателях питательной воды, тепло передается от греющего пара, отбираемого из турбины, к питательной воде без смешивания. Питательная вода, проходя по трубной системе подогревателя, получает тепло от пара, который затем конденсируется на внешней стороне труб. Конденсат, который иногда называют дренажом, поступает в специальную паровую «ловушку», откуда направляется в нижестоящий по давлению подогреватель. «Ловушка» нужна для пропускания исключительно жидкости, не позволяя газам «проскочить» в предыдущий подогреватель. На большинстве тепловых станций в качестве подогревателей используют поверхностные подогреватели, и по крайней мере один смешивающий, называемый деаэратором.

В подогревателях поверхностого типа рассматривается только один контролируемый параметр, это уровень конденсата греющего пара.

Снижение уровня конденсата в подогревателях недопустимо, так как при оголении дренажных патрубков может произойти “проскок” пара в нижестоящий (по давлению) подогреватель, что приведет к снижению КПД цикла. При отводе дренажа насосом “проскок” может привести к кавитации в насосе.

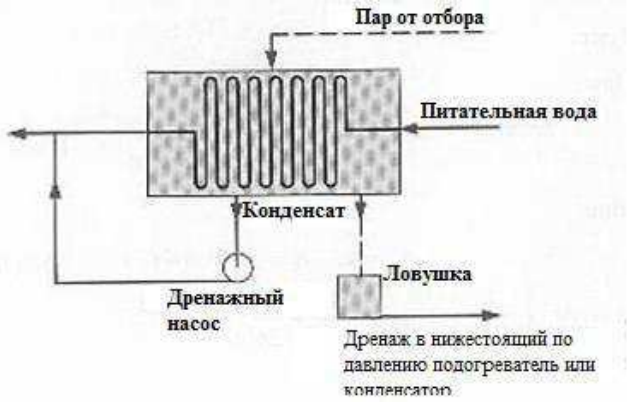


Рис.1. Принципиальная схема ПНД

Повышение уровня конденсата может привести к перекрытию трубчатки, что сильно ухудшит теплообмен. Кроме того, большой запас конденсата, то есть воды, в корпусе подогревателя может вскипеть и произвести аварийный заброс пароводяной смеси в турбину в случае, если недостаточно быстро будут перекрыты паропроводы отборов турбины.

В связи с выше изложенным, автоматизация ПНД должна решать следующие задачи:

- Установка пределов уровня конденсата.
- Проверку текущего уровня конденсата.
- Контроль расхода конденсата.
- Связь системы с оператором.

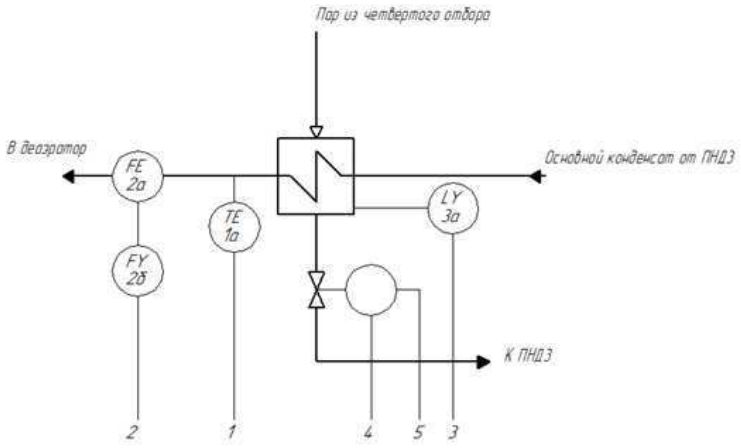


Рис.2. Функциональная схема системы автоматизации

На этой картинке мы видим функциональную схему решения задач автоматизации.

Уровень конденсата контролируется датчиком уровня, в роли первичного преобразователя можно использовать различные типы датчиков. В современных системах это датчики, имеющие унифицированный выходной сигнал. Этот сигнал передается на ПЛК, выступающего в роли регулятора. Затем сигнал передается на автоматизированного рабочее место оператора, представляющее собой компьютер с системой SCADA.

ПЛК обеспечивает формирование регулирующего воздействия по заданному закону регулирования. Это воздействие поступает на исполнительный механизм, который управляет регулирующим органом – автоматическим клапаном, который управляет скоростью расхода дренажа и, следовательно, уровнем конденсата в ПНД.

В России по прежнему имеют распространение громоздкие системы, включающие первичные и вторичные преобразователи. Внедрение интелектуальных датчиков нижнего уровня – один из способов оптимизации всей системы в целом. Интелектуальные датчики, например датчик уровня, имеют унифицированные выходные сигналы, что позволяет сократить количество используемого оборудования. Передача сигналов по стандартным протоколам обеспечивает удобство и простоту настройки ПЛК.

Еще одним способом усовершенствования систем автоматики, является использование микропроцессорных контроллеров нижнего уровня, связывающих систему wifi-сигналом с маршрутизатором и АРМ-оператора. Это позволит значительно расширить мобильность системы, а также избежать операций с интерфейсами на среднем уровне.

При выборе приборов для системы автоматизации, разработчик должен руководствоваться следующим:

- Стоимостью устройств.
- Техническими характеристиками.
- Особенностями разрабатывемой системы.

Современные системы используют устройства с унифицированными сигналами.

При выборе ПЛК необходимо обратить внимание на такие вопросы, как:

- создание промышленной сети;
- набор языковых пакетов для программирования;
- возможность интеграции в существующую систему.

В данном проекте были рассмотрены вопросы о поверхностных подогревателях питательной воды, автоматизации контроля уровня конденсата, а также выбора устройств для системы автоматизации.

Применение рассмотренных решений на практике, позволяет усовершенствовать устаревшие системы, добиться их оптимизации по различным критериям, а также увеличить эффективность в целом.

В заключение можно добавить, что контроль уровня конденсата в ПНД, имеет большое значение, так как отвечает за обеспечение безопасной работы всей системы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Автоматизация и моделирование процессов ТЭС и АЭС: учебное пособие / Демченко В.А. – Одесса: Изд-во «Астропринт», 2001 – 305 с.
2. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / Т 343 В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др.; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, СВ. Цанева. – 3-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. — 466 с.
3. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник / Под общей редакцией В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2-е издание, переработанное и дополненное. – М.: Издательство «ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ», 1989 – 608 с.

Научный руководитель: Ю.К. Атрошенко, ассистент кафедры Автоматизации Теплоэнергетических Процессов, Энергетического Института,Национального Исследовательского Томского Политехнического Универсистета.

.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В.Г. Гольдштейн, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Самарский Государственный Технический Университет Электротехнический факультет, кафедра «Автоматизированные электроэнергетические системы и сети»

Использование в отечественных электрических сетях и системах электроснабжения (ЭССЭ) устаревших конструкций трансформаторной техники не отвечает уровню теоретических научно-технических решений и практических технологических принципов современной электротехники, что, несомненно, тормозит технический прогресс в электроэнергетике. Это непосредственным образом отражается на реализации широко декларируемых положений об энергосбережении и энергоэффективности, как в потреблении, так и в процессах передачи и распределения электроэнергии.

Несмотря на то, что проблема снижения суммарных потерь электрической мощности и энергии (ПЭМЭ) в электроэнергетике всегда была и есть в центре внимания эксплуатации, научных исследований, проектирования и конструирования новых электроустановок и процессов, можно констатировать ее непреходящую актуальность и необходимость поиска новых решений.[1]. Потери электроэнергии ΔW непосредственным образом связаны с потерями ΔP активной и ΔQреактивной мощности. И, если с физической точки зрения потери ΔP во многом определяются подобно тому, как это делается для потерь электроэнергии (отличия – в интегрировании по времени), то потери реактивной мощности имеют в этом плане принципиальные отличия.[2] Прежде всего, для электроустановок, имеющих ферромагнитные элементы, в частности, СТ, они по абсолютной величине превосходит активные, например, в ~ 7 ÷ 8 раз для СТ с номинальной мощностью $S_{ном}$ = 63 ÷ 1000 кВА (см. далее табл. 1). Это приводит к дополнительной загрузке по току и самих СТ и питающих линий электропередачи и, конечно, к снижению энергоэффективности.

В современных условиях потери электроэнергии и мощности можно существенно снизить применением в конструкциях СТ следующих инновационных решений.

Таблица 1.Паспортные показатели для традиционных / аморфных трансформаторов

$S_{ном}$, кВА	ΔP_{xx}, Вт	ΔQ_{xx}, ВАр	$\Delta P_{кз}$, Вт	$\Delta Q_{кз}$, Вар	I_{xx}, %	$\Delta U_{кз}$, %
25	100/28 =3,7	784/77,5	600/480	112,5/110,25	3,3/0,31	4,5/4, 41
40	140/39 =3,7	1255/120	900/769	180/176,8	3,1/0,3	4,5/4,42
63	214/45 =5,8	1977/150,75	1667/1211	283,5/283,5	2,8/0,25	4,5/4, 42
100	305/64 =4,85	2500/200	1970/1617	4500/4420	2,5/ 0,2	4,5/4,5
160	415/90 =4,5	2520/256	2422/2223	720/704	2,2 /0,16	4,5/4,4
250	580/128 =4,5	4750/233	3100/3129	1125/1092,5	1,9/0,093	4,5/4,37
400	830/161 =5,15	5600/312	4400/4457	1800/1800	1,6/0,078	4,5/4,5
630	1200/238 =5,03	6800/409	6200/6353	3780/3817,8	1,3/0,074	6,0/6,06
1000	1792/361 =4,9	9000/677	9080/9386	70000/61700	0,9/0,0677	7,0/6,17
1600	2100/490 =4,3	1600/1084,8	14300/14337	9600/9687	1,0/0.678	6,0/6,06
2500	2700/550 =4,9	2000/1400	21000/21078	15000/15175	0,8/0,56	6,0/6,07

1. Использование эффекта сверхпроводимости (СП) низко и высокотемпературной (НТСП, ВТСП) для кардинального уменьшения потерь в обмотках СТ.[3]

2. Применение новых эффективных способов формирования основного магнитного потока СТ с помощью аморфных ферромагнитных материалов (АФМ) и перспективных бессердечниковых конструкций СТ (также в сочетании с использованием НТСП, ВТСП).АФМ, расплавленные при высоких температурах при очень резком охлаждении (*достигающем сотен тысяч градусов в секунду)* сохраняют структуру жидкости во время перехода в твёрдое состояние, что обеспечивает электрические и прочностные характеристики, необходимые для производства современных СТ инновационные технологии. В частности, сплав системы FeSiB (ЦНИИчермет им. И.П. Бардина), обеспечивает рабочую индукцию магнитопровода не менее 1,45Тл, что вполне удовлетворяет требованиям к магнитопроводам современных СТ. Для них используется, как правило, лента из аморфного сплава Fe^{78}-B^{13}-Si^{9} шириной 142, 170 и 213мм в виде рулонов.[4]

В состав аморфного сплава входят переходные металлы (железо, кобальт и др.) и аморфообразующие элементы (бор, углерод, кремний и др.). Магнитопроводы из аморфных сплавов имеют значительно меньшие удельные магнитные потери по сравнению с аналогами из электротехнической стали, обладают высокой магнитной проницаемостью и индукцией насыщения на высоких частотах.

Это не исключает расширение и модернизацию традиционных направлений:

– увеличение коэффициента мощности cos φ известными способами компенсации реактивной составляющей в полной мощности СТ;

– уменьшение отношения собственно потребляемой мощности к номинальной мощности СТ, иногда это отношение не вполне корректно называют коэффициентом нагрузки и др.

Оценка паспортных данных позволяет констатировать, что активные потери в стали в АМТ в 3,5 ÷ 5, а реактивные – в 12 ÷ 20 раз меньше, чем у основного состава отечественного парка ТСТ. Кроме очевидного снижения активных потерь в стали необходимо отметить, что за счет значительного уменьшения тока ХХ у инновационных трансформаторов также снизятся потери полной, и, разумеется, активной и реактивной мощности в питающих ЛЭП.

Что касается потерь реактивной мощности $\Delta Q_{кз}$, то они для всех видов СТ практически незначительно отличаются, хотя по абсолютной величине они значительно больше, чем $\Delta P_{кз}$, и, следовательно, их влияние на потери в питающих линиях практически одинаково.

В целом оценка результатов даже только статического анализа позволяет уверенно говорить о перспективе эффективного использования АМТ и АВТСП в обозримом будущем развития ЭССЭ с напряжениями до 10 кВ и мощностями до 2500 кВА. При этом нужно иметь ввиду, что реальная средняя загрузка СТ в отечественных ЭССЭ в основном не превышает 70% от номинальной.

Более полную и практически исчерпывающую информацию для сравнения АМТ, АВТСП и ТСТ дает динамическая оценка с помощью компьютерных экспериментов и данных эксплуатации.

Поэтому для компьютерных экспериментов были использованы трансформаторы мощностью 400МВА различного исполнения: ТСТ, АМТ, ВТСП и АВТСП. Расчет производился при допущении равенства относительной загрузки всех трансформаторов. Результаты в виде графиков представлены на рис. 1.

Далее был использован фрагмент сети 10 кВ ОАО «Самаранефтегаз», представленный на рис. 2, в котором смоделирована замена традиционных СТ на всех трансформаторных подстанциях с учетом реальных нагрузок на АМТ и АВТСП. Данные об этой замене по маркам и номинальным мощностям СТ приведены в табл. 2, результаты представлены в табл. 3.

Таблица 2. Замена традиционных СТ в сети 10 кВ на АМТ

ТП	$к_{загр}$	Заменяемый тр-р	Заменяющий тр-р	Заменяющий тр-р
ТП-1	0,4	ТМ-400/10	АТМГ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-4	0,7	ТМ-250/10	АТМГ-250/10	АВТСП-250/10
ТП-5	0,5	ТМ-400/10	АТМГ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-3	0,8	ТМ-1000/10	АТМГ-1000/10	АВТСП-1000/10
ТП-2	0,6	ТМ-100/10	АТМГ-100/10	АВТСП-100/10
ТП-6	0,4	ТМ-100/10	АТМГ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-8	0,7	ТМ-250/10	АТМГ-250/10	АВТСП-250/10
ТП-7	0,5	ТМ-100/10	АТМГ-100/10	АВТСП-100/10

Физической основой компьютерных экспериментов является определение потерь активной и реактивной мощности в АМТ, АВТСП и ТСТ по известным выражениям:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} k_з^2 \quad (1)$$

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_{xx} + \frac{U_{кз} S_{ном}}{100} k_з^2 \quad (2)$$

$$\Delta S = \Delta P_{xx} + \Delta Q_{xx} \quad (3)$$

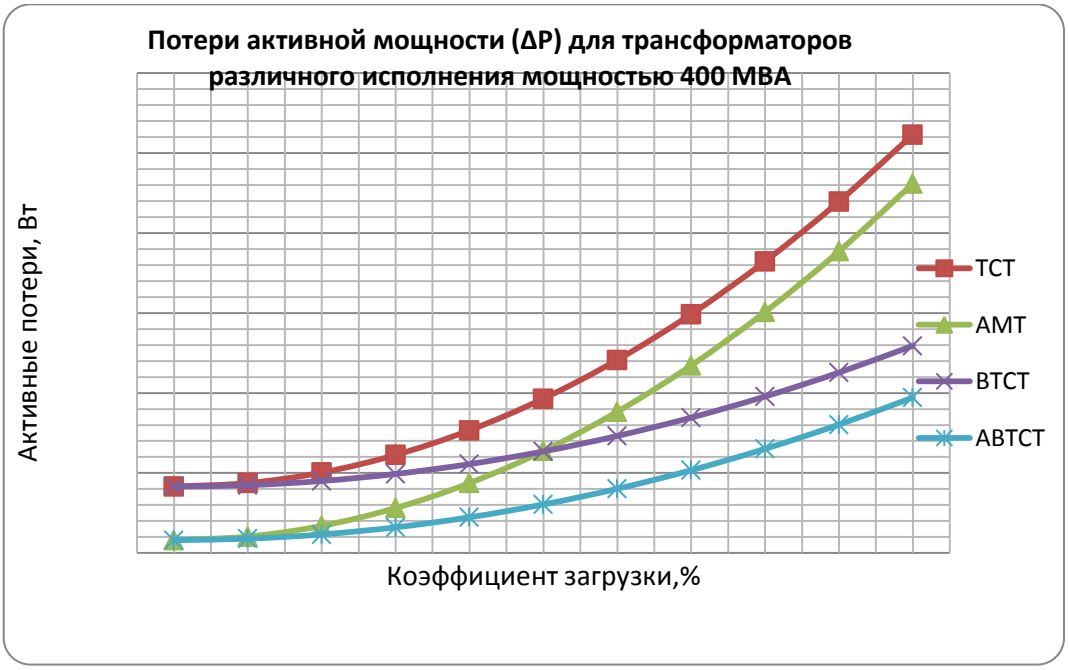


Рис. 1. Графики зависимости суммарной эффективности трансформаторов от коэффициента загрузки.

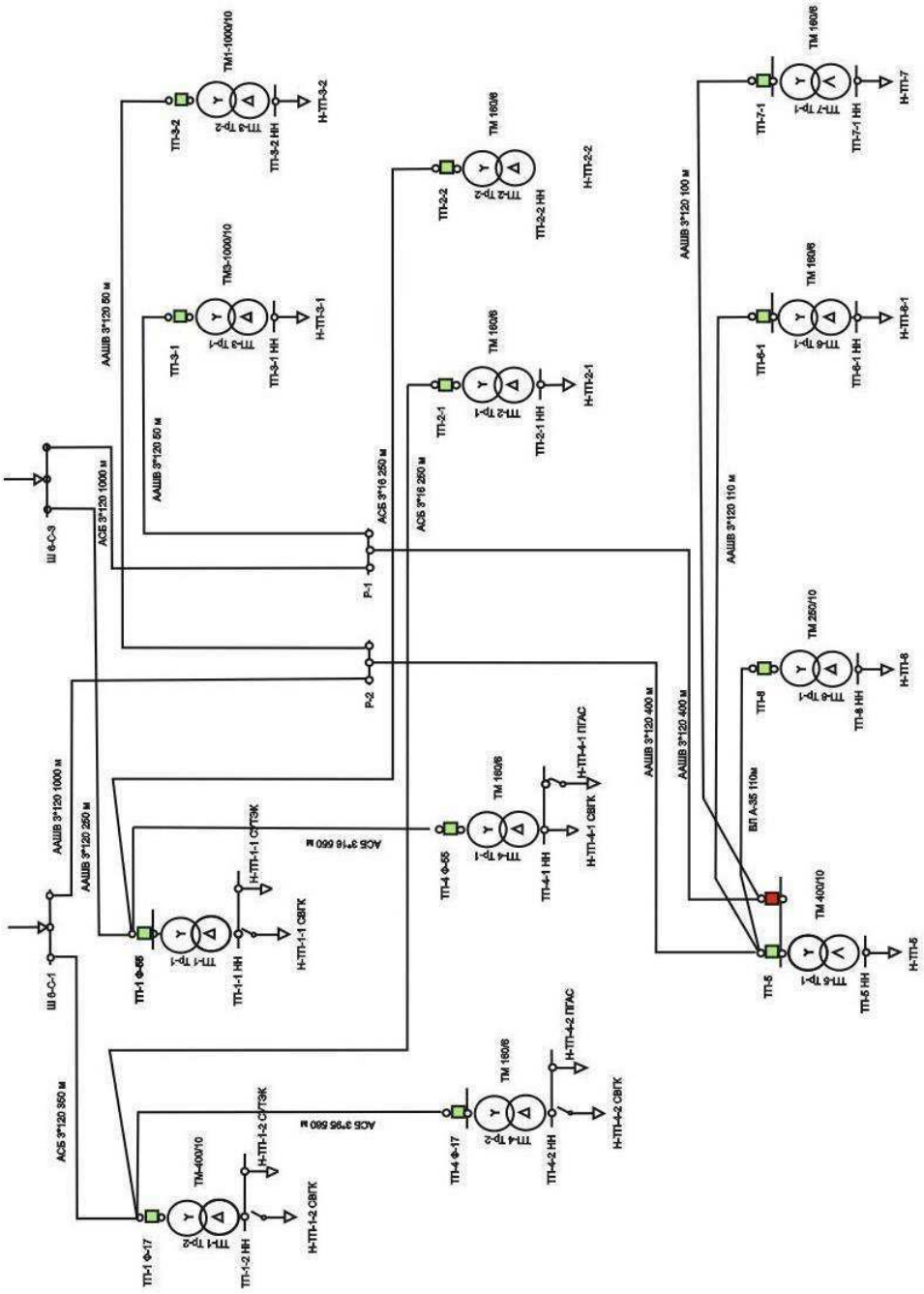


Рис. 2. Фрагмент сети 10 кВ ОАО «Самаранефтегаз»

Таблица 3. Удельные потери в ТП участка распределительной сети ОАО «Самаранефтегаз»

ТП	Удельные потери в ТСТ, ВТ•ч	Удельные потери в АМТ, ВТ•ч	Удельные потери в ВТСП, ВТ•ч	Удельные потери в АВТСП, ВТ•ч
ТП-1	1534	874,1	1111,6	446,3
ТП-4	2099	1661,2	1187,6	741,3
ТП-5	1930	1270	1270	606,7
ТП-3	7603,2	6368	4116,5	2763,8
ТП-2	1014,2	646,1	588,7	296,8
ТП-6	640,2	322,7	431,1	167,5
ТП-8	2099	1661,2	1187,6	741,3
ТП-7	797,5	468,2	502	225,7

Таким образом, делаем вывод, что введение в эксплуатацию силовых распределительных трансформаторов с магнитопроводами из аморфных сплавов (АМТ), высокотемпературных сверхпроводниковых трансформаторов (ВТСП) и их комбинированной конструкции (АВТСП) является одним из наиболее перспективных путей снижения технических потерь энергосистем. Производственные способности отечественных производителей в изготовлении трансформаторов АМГ развиваются быстрым темпом, и способны обеспечить спрос на данный тип оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Исследование силового трансформатора с аморфным магнитопроводом / Инаходова Л.М.., Казанцев А.А. // Электрика. – 2013. - №5.
2. Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А., Молочников Е.Н. Анализ эксплуатационных свойств трансформаторов с сердечниками из аморфных материалов и защита их с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений. Вестник СамГТУ. Серия "Техн. науки". – Самара, №4 (40). 2013 г. с. 149-157.
3. Александров Н. В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем. Автореферат дис. канд. техн. наук по специальности 05.14.02. НГТУ. Новосибирск. 2014.
4. Кузнецов Д.В., Гольдштейн В.Г. Совершенствование концепции и методов организации энергоснабжения мегаполисов. Промышленная энергетика 2014. №2.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ ЭЛЕКТРОМОБИЛЯ В РЕЖИМЕ ЗАРЯДКИ ОТ ЭЛЕКТРОСЕТИ

П.А. Николаев, С.В. Петровский

Самарский государственный технический университет, кафедра «Электрические станции»

Аннотация. В статье освещаются вопросы электромагнитной совместимости электромобилей. Рассматривается метод испытаний электромобиля в режиме зарядки от сети. Проводится измерения уровня помехоэмисии.

Во всем мире давно ведутся работы по созданию новых автотранспортных средств, работающих на перспективных источниках энергии. Сейчас данное направление работ приобрело еще большую значимость, ввиду ряда причин. Основные из них – ужесточение экологических требований на уровне ведущих стран и повышение цен на углеводородное сырье. Одно из приоритетных направлений – это электромобили. Ряд производителей уже выпускают их серийно, например NissanLeafи Mitsubishi i-MiEV. В отечественном автомобилестроении также ведутся работы по созданию электромобилей. На ОАО «АВТОВАЗ» разработан и произведен выпуск мелкосерийной продукции «ELLADA». Большим достоинством этого вида автотранспорта, является его возможность зарядки от бытовой электросети, что в будущем при развитии технологий он приобретет массовость.

Не смотря на то, что электромобили решают ряд глобальных экологических и топливно-энергетических проблем, в ряде областей все же имеются вопросы, которым на данном этапе следует уделить большое внимание. Очень остро стоят вопросы электромагнитной совместимости (ЭМС). В частности, важно, чтобы во время зарядки электромобиль не выдавал обратно в электросеть повышенный уровень помехоэмиссии, так как при массовом распространении данного вида транспорта высокий уровень электромагнитных помех может привести к ухудшению качества электроэнергии. Поэтому вопросы ЭМС электромобилей необходимо решать уже на всех стадиях разработки. Важным этапом являются их испытания, т.к. они проверяют правильность заложенных решений.

Для электромобилей разработаны специальные методы испытаний измерения уровня помехоэмиссии в конфигурации «режим зарядки от внешнего источника», отраженные в стандартах CISPR16-1-2:2006 и Правила № 10 четвертой редакции. Схема расположения объектов, задействованных в процессе испытания, приведена на рис. 1 и применима как для однофазной, так и трехфазной силовой сети [1].

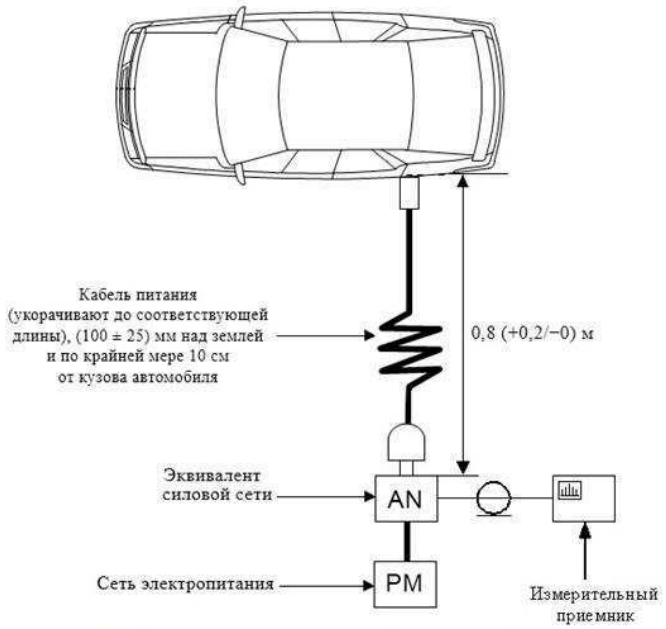


Рис. 1. Схема испытаний электромобиля в режиме зарядки

Трассировка кабелей и расположение оборудования стандартизированы по отношению к входному разъему питания автотранспортного средства, т.к. в зависимости от особенностей компоновки электромобиля входной разъем для зарядки может быть расположен в разных местах кузова. Например, у NissanLeaf ввод питания осуществляется спереди, а у электромобиля «ELLADA» - в месте штатной заправки (рис. 2).



а) б)

Рис. 2. Электромобили: а) Nissan Leaf; б) «ELLADA»;
1 – входной разъем для внешней зарядки

Допустимые нормы помехоэмисии цепях электропитания переменного тока представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1. Допустимые нормы помехоэмисии

Полоса частот (МГц)	Предельные нормы (квазипиковый детектор)
0,15−0,5	66 дБ (мкВ) (квазипиковый)
0,5−5	56 дБ (мкВ) (квазипиковый)
5−30	60 дБ (мкВ) (квазипиковый)

Для электромобиля «ELLADA», было разработано опытное зарядное устройство от внешнего источника, которое было протестировано на ЭМС в безэховой камере. Результаты испытаний представлены на рис.3. Конструкция и принцип работы зарядного устройства не представлены, т.к. проходят сейчас процедуру патентования.

Как видно графика, заложенные решения подавления электромагнитных помех позволяют обеспечить соответствие нормам помехоэмисии отечественного электромобиля «ELLADA» в режиме зарядки. Разница между допустимой нормой и максимальным значением электромагнитных помех составляет более 3 дБ, что позволяет иметь запас по уровню в условиях промышленного производства зарядных устройств.



Рис.3. Результаты испытаний электромобиля «ELLADA» на ЭМС: 1 – допустимая норма помехоэмисии; 2 – измеренный уровень помехоэмисии в режиме зарядки

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1. CISPR16-1-2:2006. Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods - Part 1-2: Radio disturbance and immunity measuring apparatus - Ancillary equipment - Conducted disturbances.
2. Правила № 10. Единообразные предписания, касающиеся официального утверждения транспортных средств в отношении электромагнитной совместимости. [Текст] /Добавление 9. – Пересмотр 4. – ЕЭК ООН, 2012.

НАГРЕВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА И ЕГО МОДЕЛИРОВАНИЕ ЧИСЛЕННЫМ МЕТОДОМ

М.Н. Алимбеков, Ю.Н. Иванников, Ю.А. Макаричев
ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет», электротехнический факультет, кафедра «Электромеханика и автомобильное электрооборудование».

Электромагнитные подшипники (ЭМП) в устройствах подвеса быстроходных роторов обладают кроме известных преимуществ и рядом недостатков, основным из которых является большая масса и габариты по сравнению с традиционными подшипниками скольжения и качения [1, 2].

Снижение объема и массы ЭМП при заданной грузоподъемности возможно лишь за счет увеличения магнитной индукции в зазоре и плотности тока в обмотках, что приводит к

увеличению нагрева активных частей подшипника. Поэтому определение допустимых значений тепловых нагрузок – актуальная задача совершенствования ЭМП.

Для решения этой задачи необходимо выявить все источники тепла и определить объемные мощности тепловыделения в активных элементах ЭМП, разработать геометрическую модель ЭМП и задать её физические свойства, при принятых допущениях рассчитать температурное поле машины и определить наиболее нагретые точки;

Допущения, принятые в исследовании:

– ЭМП представлен двумерной геометрической моделью;

– нагрев лобовых частей обмотки учитывается традиционными интегральными методами [1];

– параметры теплоотвода постоянны и изотропны (коэффициент теплопроводности $\lambda_x = \lambda_y = \text{const}$, коэффициент теплоотдачи $\alpha = \text{const}$).

Математическая модель ЭМП представляет собой плоскопараллельное описание радиального подшипника с разбиением на расчетные блоки с заданными физическими свойствами и сетку конечных элементов. Свойства магнитопроводов статора и ротора, выполненных из электротехнической стали, задаются кривыми намагничивания. Источниками поля служат токи в обмотках, которые определяются средней плотностью тока в пазах статора. Граничное условие 1-го рода задается значением магнитного потенциала $A_0 = 0$.

При решении тепловой задачи физические свойства стальных участков и воздуха внутри машины задавались соответствующими коэффициентами теплопроводности и коэффициентами теплоотдачи, свойства обмотки – через коэффициент эквивалентной теплопроводности, учитывающий толщину изоляции, пропитку и коэффициент заполнения медью [4]. Наружный воздух моделировался постоянным коэффициентом теплоотдачи $\alpha = 16$ Вт/К·м^2 без учета обдува и конвекции, что соответствует наиболее тяжелому режиму охлаждения корпуса.Задача решалась для установившегося режима (стационарная задача) с фиксированной температурой на границе области расчета 313 К (+40^{0}С).

Плоскопараллельная геометрическая модель рис.1 сформирована для радиального ЭМП с номинальной грузоподъемностью $F = 120$, Н и частотой вращения $n = 1500$, об/мин.

Внутренними источниками тепла радиального ЭМП служат электрические потери в обмотках и потери от вихревых токов, наводимых в сердечнике ротора при его вращении в магнитном поле.

Расчет электрических потерь в обмотке $\Delta p_{y\partial}$ проводился исходя из предположения, что основная механическая нагрузка радиального ЭМП – вес ротора. При этом наиболее нагруженной является токовая зона ξ_2 (ток $i_2 = i_{max}$) – вертикальная ось модели.

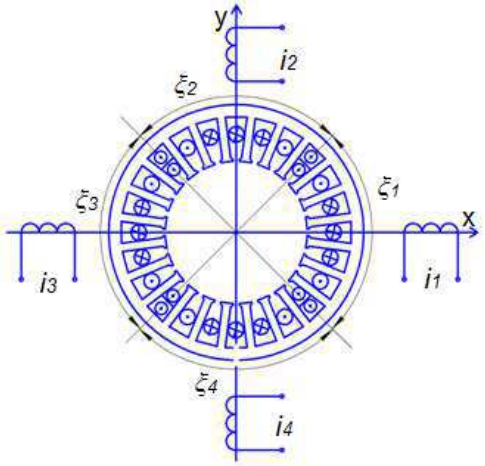


Рис.1. Геометрическая модель радиального ЭМП, ξ_1, ξ_2, ξ_3 и ξ_4– токовые зоны подшипника.

Плотности тока в остальных токовых зонах соответственно принимались: $j_2 = j_{max}$, $j_1 = j_3 = 0{,}5j_{max}$, $j_4 = 0{,}15j_{max}$.

Такому распределению токовых нагрузок соответствует несинусоидальная кривая магнитного поля в зазоре. Задача исследования – рассчитать значения магнитного поля в зазоре, например, в виде разложения в ряд Фурье кривой магнитного потенциала $A_0 = f(x)$. Данная задача относится к расчету магнитного поля переменных токов и была решена методом конечных элементов (МКЭ) в программной среде Elcut. Результаты решения представлены на рис.2 и в таблице 1 в виде амплитуд и фаз наиболее значимых гармоник кривой магнитного потенциала в зазоре ЭМП. Величина амплитуд гармоник более высокого порядка, чем выбранные в таблице 1 не превышает 3%.



Рис.2. Кривая магнитного потенциала на поверхности ротора

Таблица 1. Параметры основных гармоник разложения кривой магнитного потенциала в воздушном зазоре ЭМП

№ гармоники	Амплитуда*10^{-4}	Фаза
1	6,96	8
2	3,19	-74,4
3	3,7	-154,9
5	3,05	36,5
7	3,9	-126,1
8	4,95	151,4
10	0,9531	167,3
15	0,803	115,8
24	0,961	-85,1

Так как глубина проникновения вихревых токов во вращающемся роторе при относительно высоких частотах перемагничивания (в рассматриваемом примере $f_{пер}\frac{p \cdot n}{60} = 100$, Гц) составляет величину, не превышающую нескольких миллиметров, то и выделение тепла от вихревых потерь происходит только в поверхностном слое. Для уточнения толщины этого слоя был проведен расчет тепловыделения в роторе при питании обмотки статора синусоидальным током частотой 100 Гц. Результаты расчета представлены на графике рис.3. Губина слоя в котором выделяется 98% тепла составила 0,6 мм.

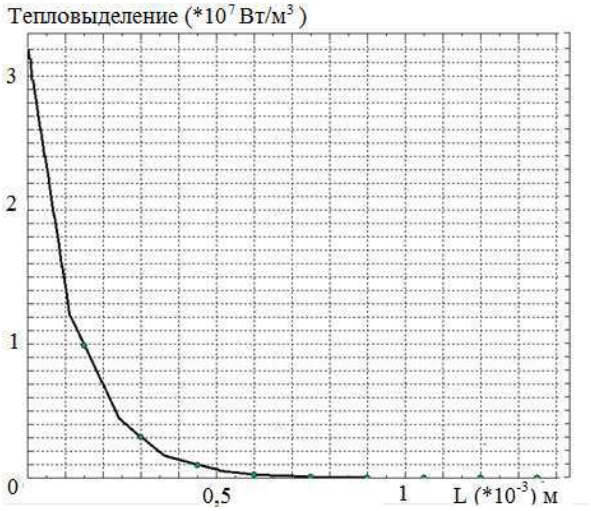


Рис.3. Глубина проникновения теплового потока

Для уточнения картины тепловыделения в поверхностном слое ротора при несинусоидальном поле в зазоре зададим магнитный потенциал на поверхности ротора уравнением (1), где амплитуды и фазы A_0 соответствует полученным ранее в электромагнитном расчете (табл.1).

$$A_0 = [11{,}9 + 6{,}96 \cdot \sin(628 \cdot t + 8) + 3{,}19 \cdot \sin(2 \cdot 628 \cdot t - 74{,}4) +$$
$$+ 3{,}7 \cdot \sin(3 \cdot 628 \cdot t - 154{,}9) + 3{,}05 \cdot \sin(5 \cdot 628 \cdot t - 36{,}5) +$$
$$+ 3{,}9 \cdot \sin(7 \cdot 628 \cdot t - 126{,}1) + 4{,}95 \cdot \sin(8 \cdot 628 \cdot t + 151{,}4) +$$
$$+ 0{,}9531 \cdot \sin(10 \cdot 628 \cdot t + 167{,}3) + 0{,}803 \cdot \sin(15 \cdot 628 \cdot t + 115{,}8) + \quad (1)$$
$$+ 0{,}961 \cdot \sin(24 \cdot 628 \cdot t - 85{,}1)] \cdot 10^{-4}$$

В результате расчета МКЭ в программной среде Elcutбыла получена картина температурного поля, представленная на рис.4. На диаграмме (рис.5) показана кривая распределения температуры по оси у ЭМП. Сечение проходит по наиболее нагретому пазу. Температура наиболее нагретой точки составила 408 К (перегрев относительно температуры окружающей среды $T_{oc} = 40^0 C$ составил $\Delta T = 95^0 C$.

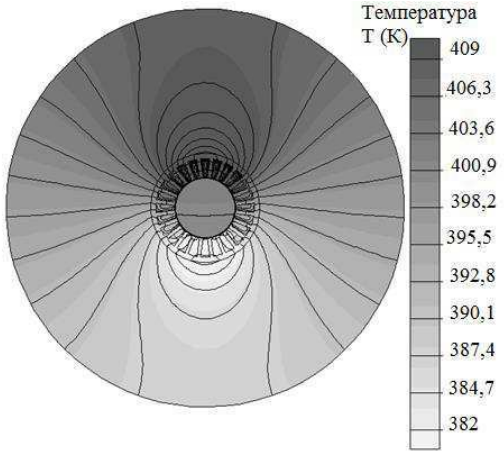


Рис.4. Картина температурного поля РЭМП при несинусоидальном магнитном поле в зазоре.

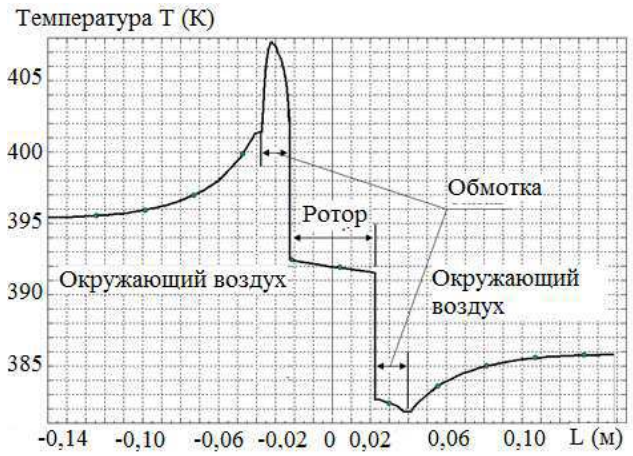


Рис.5. Распределение температуры по сечению РЭМП

Для класса изоляции *B* допустимая рабочая температура составляет 130^0С (403 К). Следовательно, если не снижать значения электромагнитных нагрузок, то для обеспечения допустимого перегрева необходимо принимать конструктивные меры для увеличения интенсивности теплоотвода. К таким мерам в первую очередь относится применение корпуса из материала с высокой теплопроводностью и теплоотдающей способностью. В электрических машинах для этих целей применяют гладкий или оребрённый алюминиевый корпус.

Результаты расчета теплового поля для ЭМП с алюминиевым корпусом различной толщины и конструкции представлены в таблице 2.

Таблица 2. Температура наиболее нагретых точек ротора и обмотки статора.

№ варианта	Толщина стенки корпуса	Высота ребра, мм	Толщина ребра, мм	Т ротора, К	Т обмотки, К
0	0	0	0	392,5	408
1	2	0	0	380,8	389,5
2	3	0	0	379,2	387,1
3	2	5	2	354,1	362,9
4	2	7	2	349,3	358
5	2	5	1	354,2	362,5

ВЫВОДЫ:

В результате математического моделирования электромагнитных и тепловых процессов, происходящих в радиальном электромагнитном подшипнике при статическом нагружении опоры установлено:

– наиболее нагруженным по перегреву является центральный паз второй токовой зоны (ось *y*);

– глубина зоны выделения тепла от действия вихревых токов в сердечнике ротора составляет 0,6 мм;

– для снижения перегрева обмотки статора в наиболее нагретой зоне до допустимого уровня необходимо применять гладкий или оребренный корпус из алюминиевых сплавов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Журавлев Ю.Н. Активные магнитные подшипники: Теория, расчет, применение. Санкт-Петербург: Политехника, 2003, 206с.
2. Макаричев Ю.А., Стариков А.В. Теоретические основы расчета и проектирования радиальных электромагнитных подшипников. М.,: Энергоатомиздат, 2009.-150с.

3. Борисенко А.И., Костиков О.Н., Яковлев А.И. Охлаждение промышленных электрических машин. М.: Энергоатомиздат, 1983. 296 с.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ОРЕНБУРГСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

О.К.Никитина
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ,
Оренбургский государственный университет

Электропривод – основной потребитель электроэнергии: более 60% всей производимой в стране электроэнергии преобразуется в механическую работу. Поэтому в современных условиях особое значение приобретает комплекс вопросов, связанных с энергосбережением в электроприводе.

Наиболее мощные установки имеют привод на базе высоковольтных синхронных двигателей и в большинстве своем никак не регулируются. Наиболее полно вопрос энергосбережения можно решить с использованием полностью регулируемого электропривода, однако применение частотных преобразователей без должного технико-экономического обоснования непозволительно ввиду больших капитальных затрат.

В данной работе рассматривается математическое моделирование различных видов пуска синхронного двигателя Оренбургского газоперерабатывающего завода с использованием энергосберегающего оборудования в электроприводе. Исследования проводились с помощью компьютерных моделей, построенных в среде MatLab. Целью исследования в данной работе является снижение нагрузки на сеть, уменьшение энергопотребления, как следствие, экономическая выгода предприятия.

Оренбургский газоперерабатывающий завод – крупнейший в мире газохимический комплекс. Был построен в сотрудничестве с Францией. В составе имеется девять установок по выпуску товарного газа, семь установок по выпуску газовой серы, три установки по стабилизации конденсата.

Синхронный двигатель типа СТДП мощностью 6.3 МВт [1] получает питание от трехобмоточного трансформатора ГПП Газзавода мощностью 80 МВА. Прямой пуск СД от секции шин 6 кВ может вызвать значительный провал питающего напряжения [2]. Значительный ток статора может также отрицательно влиять на работоспособность СД. Поэтому количество запусков мощных СД обычно жестко регламентировано. На рисунке 1 представлена модель прямого пуска СД от секции шин 6 кВ.

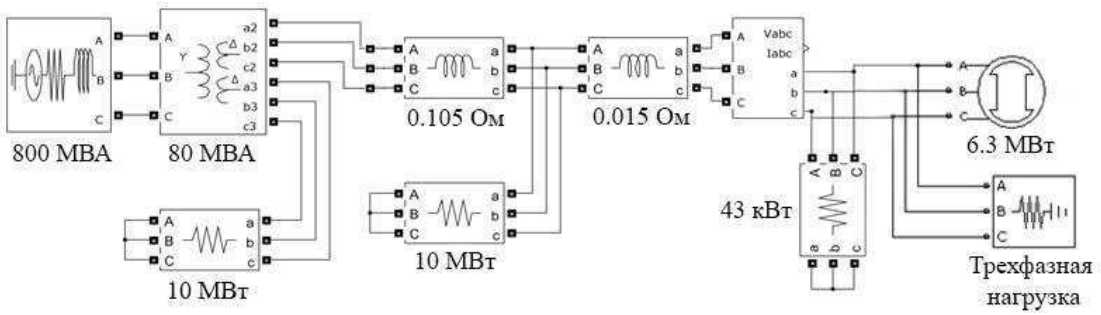


Рис.1. Модель прямого пуска СД от ГПП

Исследования показали, что провал напряжения на секции составляет 22%, что отрицательно сказывается на работоспособности остальных потребителей электроэнергии Газзавода.

Самым простым способом ограничения пускового тока СД является включение пускового реактора в цепь статора. Это создаст дополнительное индуктивное сопротивление в цепи. Более того, потери, выделяемые на реакторах, будут определяться их активными сопротивлениями, которые составляют незначительную долю [3]. Модель пуска СД от ГПП через реактор представлена на рисунке 2.

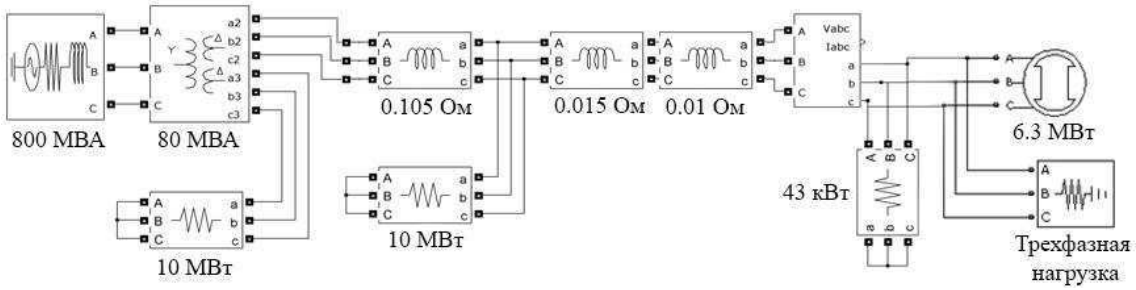


Рис.2. Модель пуска СД от ГПП через реактор

На модели были проведены исследования влияния сопротивления реактора на время пуска, количество электроэнергии, затраченной при пуске, значения пусковых токов и провал напряжения на секции шин. На рисунке 3 представлен график зависимости времени пуска СД от сопротивления реактора.

Увеличение сопротивления реактора приводит к увеличению времени пуска, уменьшению тока статора и провала напряжения, однако это приводит к росту потребления электроэнергии за время пуска. Дальнейшее увеличение сопротивления реактора приводит к невозможности пуска, так как двигатель развивает момент, меньший чем момент трогания, который был измерен экспериментальным путем.

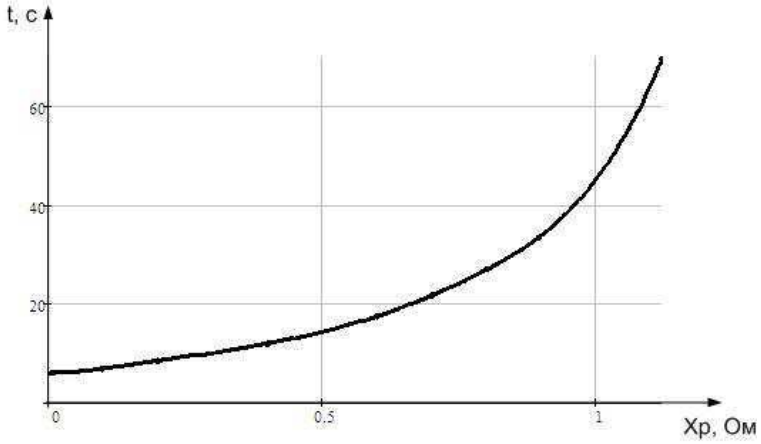


Рис.3. График зависимости времени пуска СД от $X_р$

Ограничение тока статора можно произвести с использованием тиристорного регулятора напряжения [4]. На рисунке 4 представлено устройство трехфазного ТРН, включаемого в схему пуска СД от ГПП.

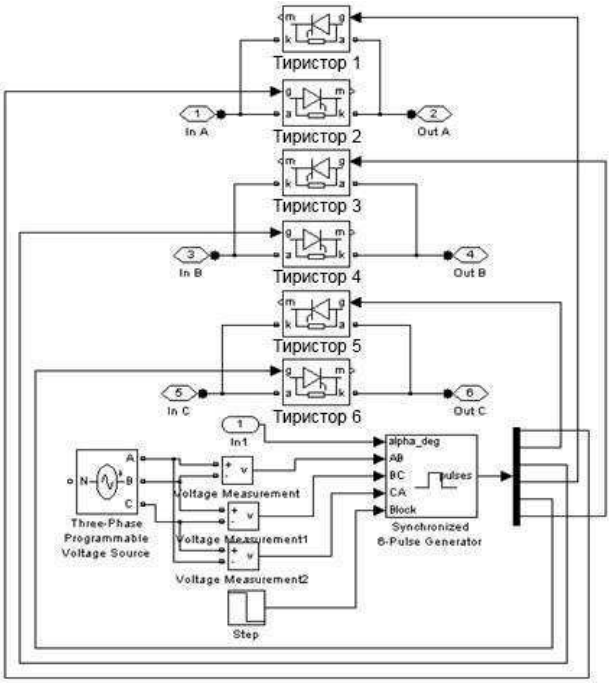


Рис.4. Устройство трехфазного ТРН

ТРН изменяет амплитуду напряжения, подводимого к статору без изменения частоты. Регулятор напряжения представляет собой шесть тиристоров по два встречно соединенных в каждой фазе. Регулирование происходит с помощью системы импульсно-фазового управления, которая изменяет положение по времени импульсов, подаваемых на тиристоры, в зависимости от напряжения задания. Изменение исследуемых величин в зависимости от угла ТРН аналогично предыдущему виду пуска. При этом ток статора и напряжение на двигателе имеют несинусоидальную форму, то есть ТРН является источником высших гармоник, что отрицательно сказывается на энергетических показателях.

Самым современным способом пуска СД, но, одновременно, и самым дорогостоящим, является пуск от преобразователя частоты. На рисунке 5 представлена модель трехуровневого преобразователя частоты, используемого в схеме пуска СД. На рынке достаточно много предложений ПЧ, но практически все они строятся по силовой схеме автономного инвертора напряжения. Однако в высоковольтных ПЧ используются различные технические решения для ограничения электромагнитных помех, генерируемых преобразователем.

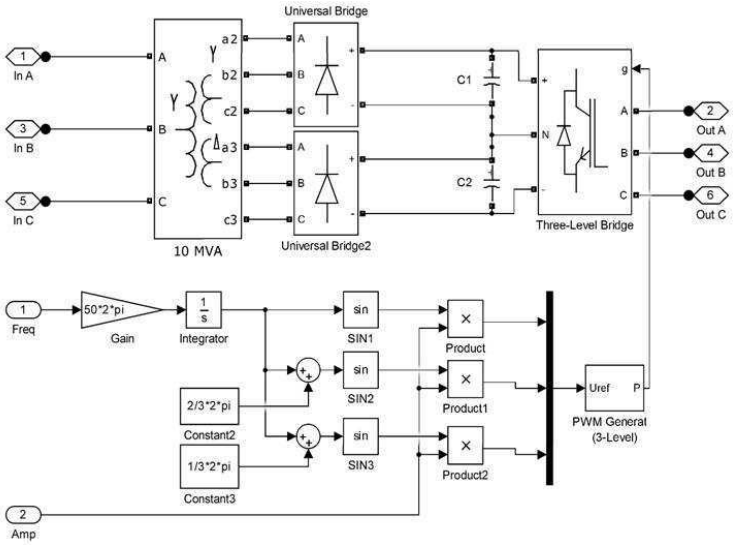


Рис.5. Модель преобразователя частоты

Основа современного преобразователя частоты – полностью управляемый (отпираемый и запираемый внешним сигналом) электронный ключ – транзистор. Создание таких ключей на токи до 600 А и обратные напряжения до 1200 В при частоте коммутации до 30 кГц позволило построить простые массовые ПЧ в диапазоне мощностей до 250 кВт с выходной частотой 0…100 Гц.

Преобразователь состоит из разделительного трехобмоточного трансформатора, двух инверторов, инвертора с 12-ю транзисторами и системы управления, формирующей импульсы управления для получения переменного напряжения с регулируемыми уровнем и частотой.

Особенность разделительного трансформатора состоит в том, что вторичные обмотки имеют разные схемы включения – треугольник и звезда. Это позволяет значительно улучшить спектральный состав потребляемого тока по сравнению с одинаковыми схемами [5].

Исследования проводились при различных скоростях увеличения частоты от нуля до 50 Гц выходного напряжения ПЧ. При этом ток двигателя практически не меняется во время пуска, а напряжение на двигателе плавно растет от нуля до максимального значения.

На рисунке 6 приведены интегральные показатели исследования различных способов пуска двигателя.

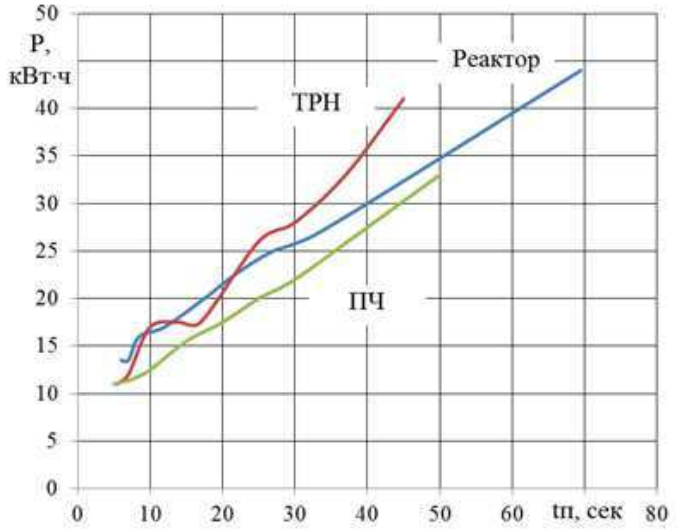


Рис.6. Зависимость количества потребляемой электроэнергии от времени пуска СД

Система ПЧ-АД имеет наименьшее потребление электроэнергии при пуске (около 25% экономии при пуске за 20 сек.). Однако при увеличении времени разница в энергопотреблении между системами пуска от ПЧ или от реактора уменьшается. Это объясняется дополнительными потерями в ПЧ от коммутации транзисторов и наличия дополнительного трехобмоточного трансформатора. Следует отметить, что в плане энергопотребления система ТРН-АД имеет наихудшие характеристики, так как в сети присутствуют высшие гармоники тока, обуславливающие дополнительные потери.

При анализе зависимости тока двигателя от времени пуска система ПЧ-АД имеет наименьший показатель. Система ТРН-АД имеет лучшие показатели, чем при использовании токоограничи-вающего реактора.

С помощью проведенных исследований достигается поставленная цель – снижение нагрузки на сеть, уменьшение энергопотребления, как следствие, экономическая выгода Оренбургского предприятия. Результаты работы использованы в хозяйственном договоре с Оренбургским газоперерабатывающим заводом, а также могут быть использованы в учебном процессе и в научной работе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Двигатели синхронные трехфазные СТДП. Техническое описание и инструкция по эксплуатации.

2. А.А. Кувшинов, Э.Л. Греков. Теория электропривода: конспект лекций. Оренбург: ГОУ ОГУ, 2009. 197 с.
3. Ильинский Н.Ф., Москаленко В.В. Электропривод: энерго- и ресурсосбережение: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений. М.: Издательский центр «Академия», 2008. 208 с.
4. Н.Ф. Ильинский, Ю.В. Рожанковский, А.О. Горнов. Энергосбережение в электроприводе. М.: Высш. шк., 1989. 127 с.
5. Э.Л. Греков, В.Б. Фатеев. Исследование системы автоматического управления электроприводом постоянного тока: учебное пособие. Оренбург: ГОУ ОГУ, 2011. 108 с.

Научный руководитель: Э.Л. Греков, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой автоматизированного электропривода и электромеханики Оренбургского государственного университета.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО - РАСЧЕТНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК АНТРАЦИТА ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ ТГА ИССЛЕДОВАНИИ

Г.И. Худякова, К.Д. Кривова, П.В. Осипов
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, Уральский энергетический институт, кафедра «Тепловые электрические станции»

Одним из основных лабораторных методов для определения кинетических констант, а также скорости реагирования твердого топлива в процессе конверсии является термогравиметрический анализ (ТГА). Данный метод позволяет регистрировать изменение массы навески твердого топлива, например, угля, подвергающейся нагреву в печи при заданной скорости разогрева. Получаемая в эксперименте кривая изменения массы образца в зависимости от времени дает возможность установить температурные диапазоны различных стадий (сушка, выход летучих, выгорание коксового остатка), а также рассчитать эффективные значения кинетических параметров путем соответствующей математической обработки.

Основными элементами термогравиметрического анализатора являются печь нагрева и блок весов. Температура разогрева печи программируется в диапазоне от 25 до 1250 °С. К образцу угля подводится смесь газов, которая позволяет исследовать процесс конверсии в различных режимах – пиролиз, сжигание, газификация.

Вертикальная конструкция печи гарантирует надежную работу весов, благодаря защитному и продувочному газам, которые проходят через весы и вытесняют продукты реакции (рис. 1). Все эксперименты проводились на приборе NETZSCH STA 449F3 со стандартным ТГ-ДСК держателем. Устройство прибора позволяет также организовать синхронный термический анализ эффектов реакции с одновременным измерением концентрации выделяющихся газов на масспектрометре.

Целью работы являлось определение кинетических характеристик антрацита метод ТГА при динамическом режиме нагрева навески топлива и сравнение полученных результатов с известными литературными данными.

Температурная программа эксперимента состояла из подготовительных сегментов, на которых подавался инертный газ, для получения коксового остатка из исходного угля;

последующий этап –сжигание коксового остатка в воздушной среде. При подобной температурной программе промежуточный этап и сам опыт проходит без пауз и без контакта образца с окружающей средой, что должно способствовать повышению точности. Серия экспериментов включала динамические измерения с разными скоростями нагрева – 2,5; 7,5; 20 К/мин, которые проводились в диапазоне температур 673-1173 К.

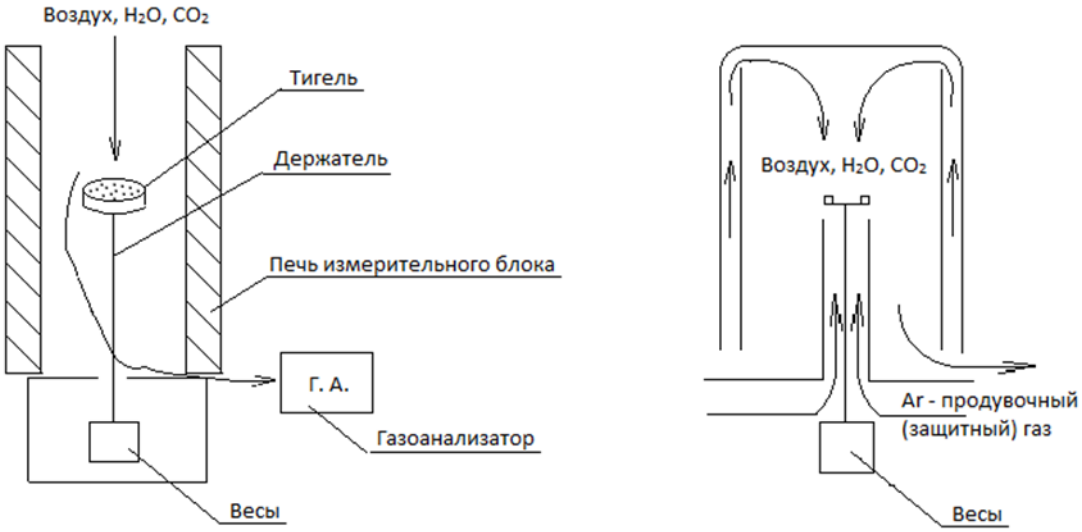


Рис.1. Схема нагревательного и измерительного блока установки ТГА

На рисунке 2 приведены кривые убыли массы коксового остатка в воздушной среде с разными скоростями нагрева. Единицы измерения – % от навески кокса топлива, который вступает в реакцию после сушки и выхода летучих.

Существуют три основные модели, характерные для угольных гетерогенных систем, известных в литературе [1] под название: модель объемного реагирования (volumetricmodel), модель сжимающейся частицы (grainmodel) и модель хаотически расположенных пор (randomporemodel).

Термогравиметрический анализ широко распространен для решения различных научных задач, при этом основная трудность у исследователей возникает при подборе температурной программы эксперимента и выбора моделей конверсии. Современный подход к ТГА измерениям устанавливает недостаточность единичного измерения и требует использование многовариантных температурных программ для получения надежных кинетических данных. На стадии обработки экспериментальных данных важным моментом является выбор модели конверсии, которая зависит от свойств исходного топлива и газа-реагента. В конечном итоге, именно от этих факторов будет зависеть насколько качественные данные на следующем шаге послужат основой при моделировании процессов в энергетических установках.

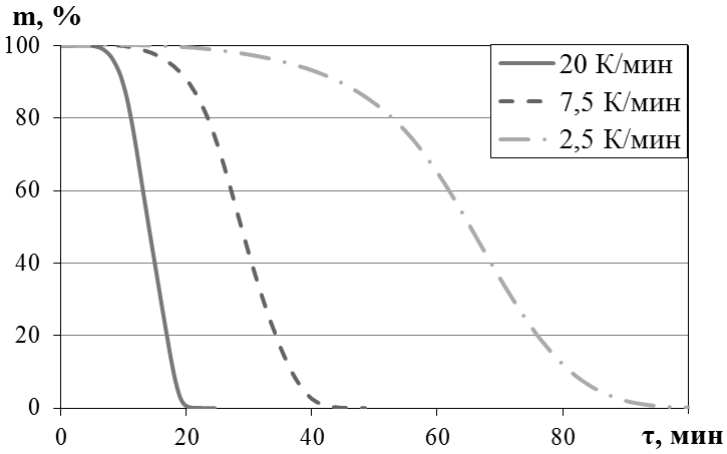


Рис.2. Зависимость убыли массы от времени

Для исследования были отобраны образцы с исходным диаметром 90-200 мкм, зольность A^d = 11-13 %. Независимо от типа исследуемого топлива, параметров ТГА эксперимента общее расчетное уравнение включает степень конверсии *(X),* множитель, учитывающий физико-химические свойства образца и модель превращения частицы F(X), константу скорости *K(T),* парциальные давление газа-реагента $P_г$, порядок реакции n:

$$\frac{dX}{d\tau} = k(T) \cdot f(X) \cdot P_г^n \qquad (1)$$

Учитывая, что концентрация газа-реагента оставалась постоянной и, принимая порядок реакции равным единице, кажущееся значение константы скорости химического реагирования можно выразить, используя известное уравнение Аррениуса:

$$k = k_0 \cdot e^{-E/RT}, \qquad (2)$$

где k_0 и E - предэкспоненциальный множитель и энергия активации, соответственно.

Кривые конверсии имеют S-образную форму, скорость убыли массы (следовательно, и скорость выгорания горючей части кокса) нарастает с течением времени и при достижении определенной степени конверсии начинает снижаться (рис. 3).

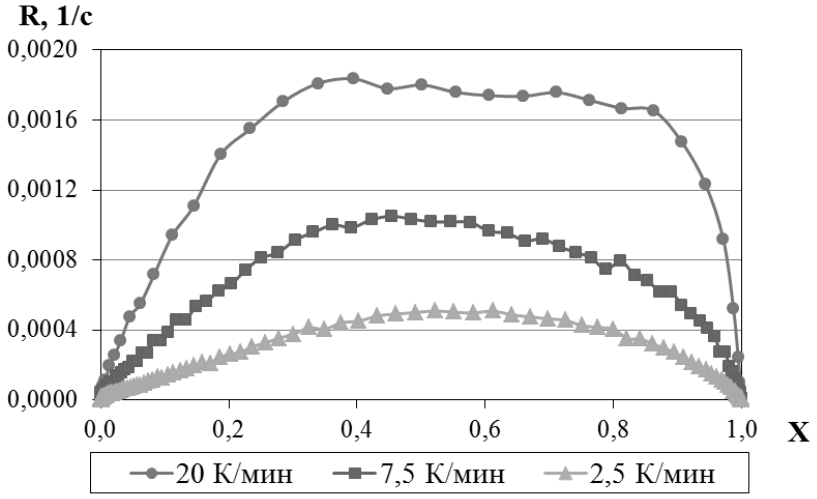


Рис.3. Зависимость скорости выгоранияR от степени конверсии ***X***

Основная сложность при обработке данных ТГА возникает на этапе выборов характерной модели превращения частицы топлива f(X). Среди множества моделей для угольных частиц обычно выделяют 3 основных модели:

1. Модель объемного реагирования (volumetricmodel) - предполагает протекание реакции во всем объеме частицы при сохранении начального диаметра:

$$\frac{dX}{d\tau} = k_0 \cdot e^{-E/RT}(1-X) \quad (3)$$

2. Модель сжимающейся частицы (grainmodel) – предполагает, что реакция протекает на поверхности частицы при постепенном уменьшении диаметра:

$$\frac{dX}{d\tau} = k_0 \cdot e^{-E/RT}(1-X)^{2/3} \quad (4)$$

3. Модель хаотически расположенных пор (randomporemodel) – учитывает внутрипористое реагирование и изменение поверхности реагирования в процессе конверсии за счет объединения соседних пор, в этом случае:

$$\frac{dX}{d\tau} = k_0 \cdot e^{-E/RT}(1-X)(1-\Psi\, Ln\,(1-X))^{2/3} \quad (5)$$

Параметр (Ψ) отражает исходную пористую структуру непрореагировавшего образца.

$$\Psi = \frac{4\pi L_0}{\rho_м S_0^2} \quad (6)$$

Где S_0 , L_0 , $\rho_м$ - площадь поверхности пор, длина пор и истинная плотность материала соответственно.

С помощью несложных математических преобразований выражения (3-5) могут быть приведены к уравнениям, посредством которых, на основе экспериментальных данных рассчитывается значения k_0, *E, Ψ.*

Для оценки достоверности подбора кинетических параметров (таблица 1) каждой модели использовался метод многовариантной нелинейной регрессии, реализованный в математическом пакете MATLAB.

Таблица 1. Кинетические характеристики коксового остатка антрацита

Скорость нагрева, К/мин	2,5	7,5	20
Модель 1			
E, кДж/моль	180,6	146,3	135,8
k_0, 1/с	$1{,}5\cdot10^{8}$	$6{,}2\cdot10^{5}$	$9{,}9\cdot10^{4}$
R	0,999	0,999	0,997
Модель 2			
E, кДж/моль	118,5	134,2	137,9
k_0, 1/с	$1{,}1\cdot10^{4}$	$1{,}0\cdot10^{5}$	$1{,}0\cdot10^{5}$
R	0,988	0,991	0,978
Модель 3			
E, кДж/моль	171,6	138,3	119,3
k_0, 1/с	$3{,}6\cdot10^{7}$	$1{,}9\cdot10^{5}$	$1{,}1\cdot10^{4}$
ψ	0,3	0,3	0,3
R	0,999	0,999	0,999

Следует отметить, что при скоростях нагрева 20 и 7,5 К/мин, полученные данные по энергии активации и предэкспоненциальному множителю имеют достаточно близкие значения для трех моделей конверсии. При скорости 2,5 К/мин значения коэффициента корреляции R имеют близкие к максимальным значения, а энергия активации и предэкспоненциальный множитель значительно изменяются в зависимости от модели конверсии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведены результаты экспериментальных исследований конверсии коксового остатка антрацита методом неизотермического ТГА исследования. Для каждого измерения проведена оценка достоверности моделей конверсии, а также рассчитаны энергия активации и предэкспоненциальный множитель, соответствующие внутрикинетическому режиму реагирования. По результатам исследования можно сделать вывод о том, что для

пылевидных частиц антрацита модель объемного реагирования (volumetric model) является наиболее подходящей при описании процесса конверсии. Для этой модели экспериментальные данные имеют высокую достоверность при скоростях нагрева 7,5 и 20 К/мин.

Все три рассматриваемые модели для скорости 7,5 К/мин показывают близость полученных кинетических параметров при неизотермических измерениях с данными В.И. Бабия (140-160 кДж/моль) по высокотемпературной кинетике тонкодисперсных (10 - 100 мкм) малозольных донецких антрацитов [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Go´mez-Barea A., Leckner B. Modeling of biomass gasification in fluidized bed // Progress in Energy and Combustion Science. 2010.V.36. P. 444–509.
2. Бабий В.И., Куваев В.И. Горение угольной пыли и расчёт пылеугольного факела. М.: Энергоатомиздат, 1986. 208 с.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ГАЗОГЕНЕРАТОРА ВИХРЕВОГО ТИПА

С.Д. Нестеров, П.А. Ральников, Г.И. Худякова
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», Уральский энергетический институт, кафедра «Тепловые электрические станции»

Основными способами организации сжигания (газификации) твердого топлива являются факельный, слоевой и поточный. Преимуществом слоевого способа является практически неограниченное время пребывания частиц в топочном пространстве, за счет чего обеспечивается устойчивость процесса, благодаря постоянному наличию большой массы горящего и подготавливающегося к сжиганию топлива. Однако данный способ не позволяет создать компактные установки высокой производительности. Этого недостатка лишена поточная технология, при этом существует проблема организации устойчивого горения. Среди поточных технологий особо выделяются вихревые, в которых создается высокотурбулизированный закрученный поток, позволяющий значительно интенсифицировать процессы тепло- и массообмена, а следовательно сократить габариты устройств, работающих на данном принципе, что делает их весьма перспективными для малой и средней энергетики.

При этом отсутствие надежных механизмов для управления вихревыми процессами, их пока все еще недостаточная изученность отражаются при эксплуатации вихревых реакторов в появлении заносов и шлакования отдельных зон этих аппаратов, приводит к нестабильности химической атмосферы и к неконтролируемым, нежелательным изменениям температуры в тех или иных зонах вихревых реакторов.

Объектом автоматизации являлся двухзонный газогенератор вихревого типа, эскиз которого приведен на рисунке 1. Топливо для сжигания подается через верхнюю горелку и за счет вторичного дутья организуется крутка потока в первой зоне.

Для повышения теплонапряженности внутреннего пространства газогенератора на выходе из первой зоны организовано сужение. В зону с наибольшей теплонапряженностью организован подвод вторичного топлива на газификацию. Подвод топлива организован тангенциально и осуществляется с малыми избытками воздуха, либо с инертной средой.

В нижней части газогенератора организована воронка для отвода шлака и зольного остатка. Отвод генераторного газа осуществляется тангенциально в нижней части

генератора. Полученный газ идет в циклон, а после процесса очистки отборы проб анализируются газоанализатором ГАММА-100.

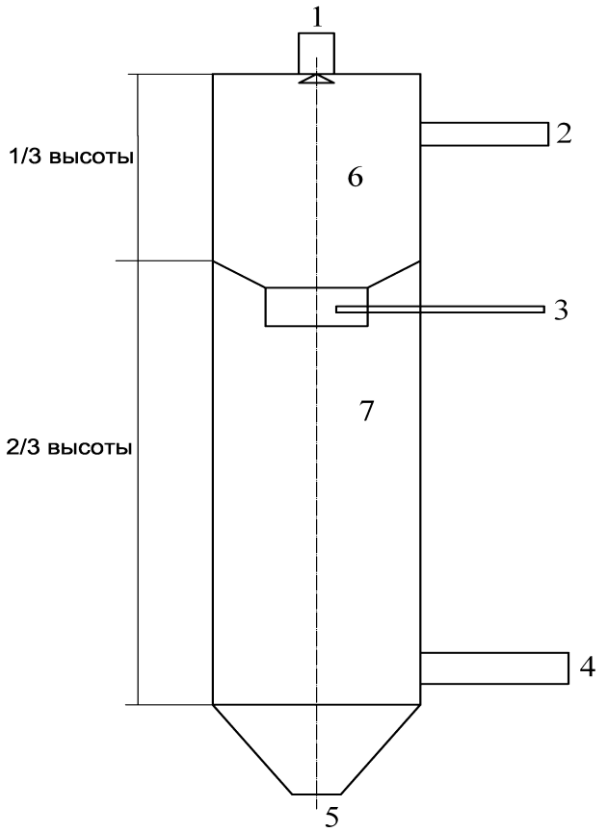


Рис.1. Эскиз двухзонного газогенератора вихревого типа:
1 – подвод топлива на сжигание; 2 – вторичное дутье; 3 – подвод топлива на газификацию; 4 – отбор продуктов газификации; 5 – отвод шлака и золы; 6 – зона горения; 7 – зона газификации

Для организации лабораторных исследований процессов, происходящих в газогенераторе, необходимо было решить ряд проблем измерений и автоматизации. Во-первых, необходимо было измерять расход твердого топлива по каждому из подводов. Во-вторых, для составления балансовых уравнений необходимо было измерить расходы воздуха и пара, в случае использования парового дутья. В-третьих, для расширения диапазона исследуемых параметров необходимо было организовать подсветку угольного факела газом с измерением его расходов с целью составления тепловых балансов.

Исходя из поставленных задач был сформирован перечень сигналов, подключаемых к программно-техническому комплексу (ПТК). Однако из-за особенностей измерительных преобразователей не все сигналы соответствовали требованиям государственной системы промышленных приборов и средств автоматизации.

Для измерения температуры использовались термопары ПП, ХА и ХК. В качестве датчика массового расхода воздуха применялся пленочный анемометр 405/406 производства "Siemens".

Исходя из перечня измерительных каналов и каналов управления, была разработана структурная схема системы автоматизации (рисунок 2).

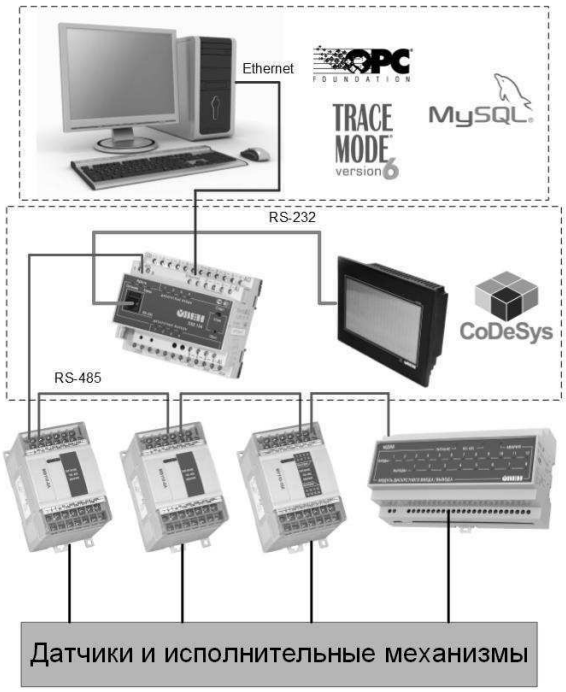


Рис.2. Структурная схема автоматизации газогенератора

В качестве программно-технического комплекса (ПТК) был выбран контроллер ПЛК-154 фирмы ОВЕН и дополнительные модули аналогового ввода МВА8 и МДВВ [1]. Основными критериями выбора данного ПТК являлись: его функционал, наличие большого количества интерфейсов связи, свободно распространяемая среда программирования и т.д. Для связи с верхним уровнем использовался Ethernet.

С целью анализа результатов экспериментов на верхнем уровне была установлена SCADA-система TraceMode 6 [2]. Данные от контроллера передавались по протоколу ModbusTCP и записывались в базу данных MySQL.Панель оператора использовалась для управления процессом газификации по месту. Такое техническое решение позволило упростить процесс запуска установки.Одной из наиболее сложных задач, которые удалось решить в рамках автоматизации экспериментальной установки, является измерение расхода твердого топлива. Топливо в первую зону – камеру сгорания подавалось при помощи воздуха. Пылевоздушная смесь, в свою очередь, формировалась при помощи системы патрубков и ленточного пылепитателя. На пылепитатель из бункера пыль подавалась за счет шнекового питателя (рисунок 3).

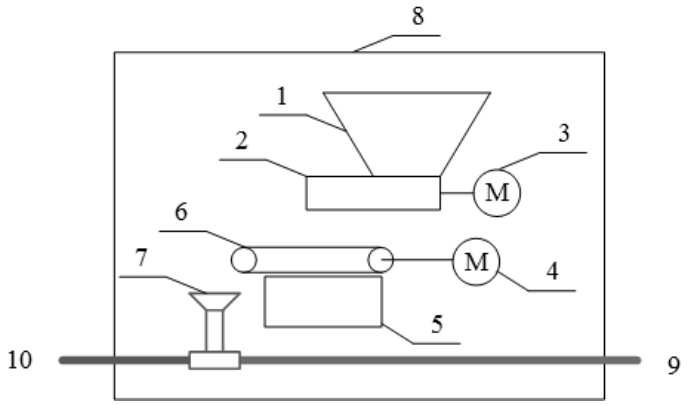


Рис.3. Система регулирования расхода твердого топлива:
1 – бункер пыли; 2 – шнековый питатель; 3 – электропривод шнекового питателя; 4 – электропривод ленточного транспортера; 5 – весы лабораторные; 6 – ленточный транспортер; 7 – устройство для подмешивания пыли в воздух; 8 – газоплотный бункер; 9 – воздушный поток; 10 – пылевоздушная смесь

Такое техническое решение, во-первых, позволило регулировать толщину слоя на шнеке. Во-вторых, при помощи регулирования скорости вращения ленточного транспортера удалось добиться точного регулирования расхода топлива. В-третьих, применение подобной системы с взвешиванием ленточного транспортера, которая достаточно часто применялась на ТЭС, работающих на твердом топливе, позволило измерять и регулировать расход топлива с точностью до 0,1 г при расходе 5 кг/ч. Система подачи топлива выполнена в герметичном корпусе с целью выравнивания давлений и предотвращения утечек транспортировочного воздуха.

В случае с вторичным подводом топлива возникла проблема снижения избытков воздуха, которая была решена при помощи азотного дутья, с целью сохранения химического состава среды во второй зоне.

Для упрощения конструкции пылепитатели были выполнены как отдельные системы с собственным микроконтроллером на базе платформы Arduino Mega. Такое решение позволило сократить объем информации, передаваемой по контроллеру от пылепитателя, при этом все управление электроприводами и опрос весов выполнялся Arduino Mega.

Данные от контроллера пылепитателя отправлялись по RS-232 в контроллер, который, получая их, при помощи библиотеки интерпретирует и отправляет в SCADA-систему с последующим логированием в СУБД.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанные технические решения по автоматизации экспериментальной установки позволили провести весь необходимы объем исследований с автоматической записью основных характеристик процесса в СУБД для последующей обработки.

В качестве системы обработки экспериментальных данных планируется использование пакета Mathworks Matlab, который имеет удобный инструмент для работы с СУБД – DatabaseToolbox. Такая надстройка позволит автоматизировать процесс обработки экспериментальных данных, а также расширить номенклатуру средств измерений, подключаемых к системе.

В качестве дальнейшего развития системы планируется подключение к ПТК газоанализатора ГАММА-100 по интерфейсу RS484. Реализация данного решения позволит управлять не только теплофизическими параметрами установки, но и химическим составом продуктов газификации.

«Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 14-08-*31449 мол_а»*

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гайнутдинов К. Подключение модулей ввода/вывода МВА8, МВУ8, МДВВ к ПЛК по протоколу ОВЕН //Автоматизация и производство. 2008. № 2. С. 6-9.
2. Trace Mode. AdAstrA. SCADA система. [Электронный ресурс] - Режим доступа. - URL: http://www.adastra.ru/products/dev/scada (дата обращения 30.09.2014).

Научный руководитель: П.Ю. Худяков, канд. физ.-мат. наук, преподаватель, ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», УралЭНИН, кафедра ТЭС.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ПОВТОРНОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ

А.Ю.Андреев, Г.А.Матвеев, Ю.В.Обухова
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Самарский Государственный технический университет», Электротехнический факультет, Кафедра «Теоретическая и общая электротехника»

Механизм повторного возбуждения дуги после размыкания контактов связан с тем, что соприкосновение контактных поверхностей происходит небольшим числом микровыступов. Проходящий через них ток вызывает быстрый нагрев контактных поверхностей до температуры кипения. В результате этого на катоде возникают два важных для возбуждения дуги процесса – термоэлектронная электростатическая эмиссия [1,2].

Процесс повторного зажигания и устойчивого горения электрической дуги определяются динамическими свойствами всей системы. Источник питания и электрическая дуга в общем случае являются нелинейными элементами и протекающие процессы описываются системой нелинейных дифференциальных уравнений, а их совместный анализ представляет достаточно сложную математическую задачу. Это обстоятельство приводит к тому, что для анализа динамических процессов, протекающих в коммутируемой цепи во время повторного зажигания, используется несколько математических моделей электрической дуги, определяемые условиями устойчивого горения. Как отмечено в [1,2,3], при малых токах для моделирования дуговых процессов удобнее использовать модель О.Майра, а для анализа электрометаллургических процессов чаще используется модель Кэсси.

Анализ устойчивости, стабильности и надежности повторного зажигания дуги требует построения математической модели, одновременно учитывающей как электрические, так и тепловые процессы, которые оказывают определяющее влияние на энергетические процессы. Учёт многообразия факторов, влияющих на тепловые процессы в дуге, и учёт параметров электрической цепи сводится к решению системы нелинейных дифференциальных уравнений, совместное решение которых связано с существенными трудностями. Аналитическое решение этих уравнений неизбежно сталкивается с серьёзными допущениями в учёте параметров источника питания и сварочной дуги. Это приводит к использованию приближенных математических моделей [1,2].

Важнейшими динамическими параметрами электрической дуги являются мощность теплоотвода $P_{от}$ и теплосодержание Q_0 на единицу длины дуги, т.е постоянна времени дуги [1,2]

$$\Theta = \frac{Q_0}{P_{от}} \quad (1)$$

Этот параметр существенно влияет на процесс повторного возбуждения дуги. Теоретическое и экспериментальное определение постоянной времени электрической дуги является актуальной и достаточно сложной задачей.

В качестве примера можно отметить работу [2], где указано время восстановления напряжения на дуге после взрыва сварочной перемычки в пределах $t_3=2\cdot10^{-4}$с. Это время можно считать временем переходного процесса. Известно, что переходный процесс можно считать законченным за $5\tau_0$, где τ_0 – эквивалентная постоянная времени цепи. Исходя из этого можно из этих экспериментальных данных определить усреднённое значение постоянной времени дугового столба $\tau_0=4\cdot10^{-5}$ с. [2]

Оценку динамических свойств ствола дуги лучше привести по её постоянной времени. Однако, многообразие различных факторов, определяющих процессы в стволе дуги, не позволяют определить ее параметры однозначно. Существует несколько

экспериментальных и теоретических методов её определения. Но многие из них достаточно сложны и громоздки [1,3]. На наш взгляд наиболее приемлемым способом определения постоянной времени дуги является способ, основанный на гармоническом составе напряжения на дуге [3,5].

Согласно данному методу постоянная времени определяется по формуле:

$$\Theta = \frac{1}{4\omega}\left(\frac{1}{\chi} - \chi\right) \quad (2)$$

где χ – есть отношение последующей высшей гармоники к предыдущей

Например, если найдены амплитуды первой и третьей гармоник напряжения на дуге, то по приведенной формуле легко подсчитать постоянную времени. Рассмотренная методика определения постоянной времени дуги защищена авторским свидетельством[4].

Ниже приведены сравнительные результаты применения данного метода для определения постоянной времени дуги, горящей между пластиной из материала Ст-3 и электродом марки Ti Ø 2,5 мм при сварочном токе $I_{д} = 23$А и напряжении на дуге $U_{д} = 22,5$В. Здесь в качестве примера приводится один из случаев обработки осциллограммы напряжения на дуге. По осциллограмме напряжения на дуге, используя метод графического разложения несинусоидальной функции напряжения в ряд Фурье [1,3], получены следующие коэффициенты:

$B_1=3,257$; $B_3=1,241$; $C_1=-0,196$; $C_3=0,306$;

Из этих значений амплитуды первой и третьей гармоник соответственно равны:

$A_1=3,26$; $A_3=1,28$;

следовательно,

$$\chi = \frac{A_3}{A_1} = 0,393, \text{ а постоянная времени } \theta = 1,7\cdot 10^{-3} \text{ с.}$$

Таким образом, согласование динамических свойств системы источник питания - сварочная дуга позволит объективно оценить критерии устойчивости дугового процесса и выработать оптимальные методы воздействия на элементы системы.

Для модели Майра на рис.1 показаны результаты расчета кривых восстанавливающегося напряжения в различных масштабах. Сравнивая полученные кривые с аналогичными экспериментальными [2,3,4], можно отметить их хорошее совпадение. В данном случае получена кривая восстанавливающегося напряжения при переходе от установившегося режима горения дуги с сопротивлением R=0,14 Ом (сварочный ток I = 200А) к принуждённому режиму с сопротивлением R_0= 100 Ом, соответствующим режиму погасания дуги.

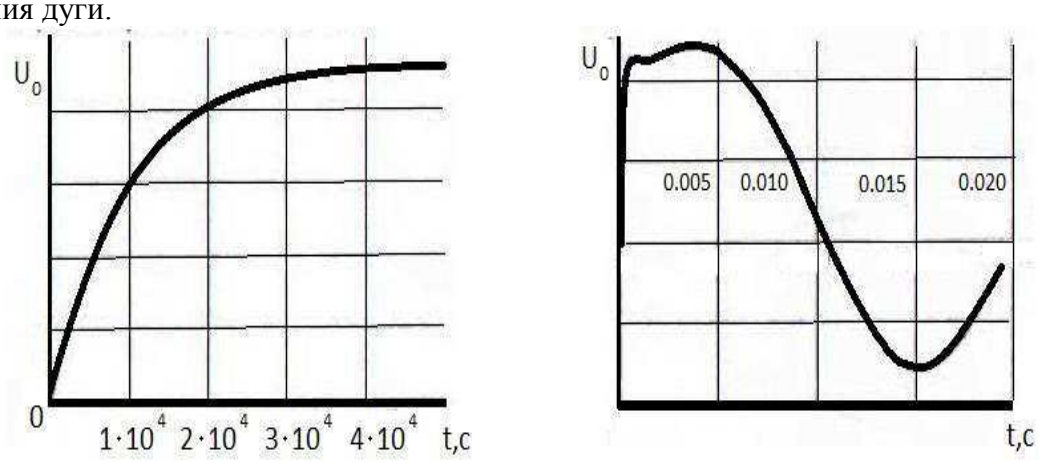


Рис.1. Изменение напряжения на дуговом промежутке при переходном процессе

С целью аналитического анализа процесса повторного возбуждения электрической дуги принята одноконтурная схема замещения источника питания с учётом влияния контура вихревых токов. При этом проводилась серия расчетов при изменении различных

параметров сварочной цепи. При каждом их изменении повторно проводится расчёт переходного процесса, в результате которого была определена скорость изменения напряжения на дуговом промежутке в момент времени t=0. Расчёт проведён средствами программного комплекса MathCAD и ядра символьных вычислений MuPAD.

На рис.2 представлена зависимость изменения скорости нарастания напряжения на дуговом промежутке для различных значений активного сопротивления контура вихревых токов и эквивалентного активного сопротивления сварочной цепи. На рис.3 представлена аналитическая зависимость изменения напряжения на дуговом промежутке при изменении сопротивления столба дуги.

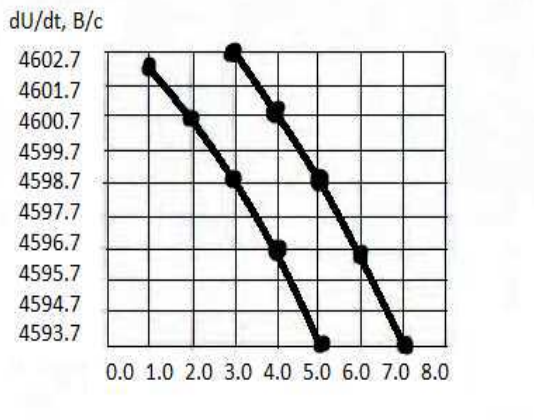


Рис.2. Скорость изменения напряжения на дуге при изменении значения эквивалентного активного сопротивления R1 и сопротивления контура вихревых токов R2.

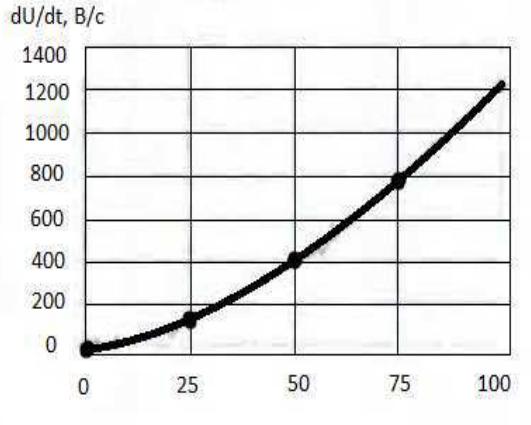


Рис.3. Скорость изменения напряжения на дуге при изменении значения эквивалентного сопротивления столба дуги по экспоненциальному закону.

Вывод: Из приведенного анализа следует, что надёжность повторного зажигания и устойчивого горения электрической дуги зависит от согласования динамических свойств источника питания и столба дуги. Если динамические свойства столба дуги, характеризующиеся её постоянной времени, можно считать постоянными при определенных условиях сварки, т.к. они определяются процессами его деионизации, то на динамические свойства источника питания можно оказывать определённое конструктивное влияние. В этой связи считаем целесообразным применение подмагничивания системы, использование генераторов импульсов и искажение формы выходного напряжения сварочного трансформатора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Залесский А.М. Электрическая дуга отключения. – М.-Л.: Госэнергоиздат. -1963.
2. Лесков Г.И. Электрическая сварочная дуга. – М.: Машиностроение -1970.
3. Мякишев В.М. Сварочный трансформатор с насыщающимся участком магнитопровода. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т. -2010.-171 с.
4. Патон Б.Е., Лебедев В.К. Электрооборудование для дуговой и шлаковой сварки. – М.: Машиностроение -1966.
5. Новиков О.Я., Камаев Ю.П., Егоров В.М., Мякишев В.М. Способ определения постоянной времени дуги. Авт. Свид.405678. Б.И. №45, 1973.

Научный руководитель: Мякишев В.М., кандидат технических наук, доцент, ФБГОУ ВПО «Самарский Государственный технический университет».

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛОПЕРЕНОСА ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО СИЛИКАТНОГО РАСПЛАВА В АГРЕГАТАХ НТП

О.Г. Волокитин, В.В. Шеховцов
Томский государственный архитектурно-строительный университет,
кафедра «Прикладная механика и материаловедение»

В данной статье проведено теоретическое и экспериментальное исследование принципиально новой установки для получения высокотемпературных силикатных расплавов с использованием энергии низкотемпературной плазмы. Разработана и численно реализована математическая модель нестационарных режимов конвективного тепломассопереноса в предположении неньютоновского характера движения среды в объеме плавильной печи при плазмохимическом синтезе высокотемпературных силикатных расплавов. Проведены эксперименты по плавлению силикатсодержащих материалов с использованием энергии низкотемпературной плазмы. Экспериментальным путем установлены зависимости для динамического коэффициента вязкостиразличных силикатных материалов (базальт, зола, отходы горючих сланцев).

Цель настоящей работы: провести численный анализ нестационарных режимов конвективного теплопереноса в объеме плавильной печи при плазмохимическом синтезе высокотемпературных силикатных расплавов в предположении неньютоновского характера течения расплава. Провести эксперименты по плавлению силикатсодержащих материалов с использованием энергии низкотемпературной плазмы. Экспериментальным путем установить зависимость для динамического коэффициента вязкости различных силикатных материалов (базальт, зола, отходы горючих сланцев).

Для получения высокотемпературного силикатного расплава использовалась электроплазменная установка [1–4].Принцип работы установки основан на взаимодействии высококонцентрированных потоков плазмы с порошкообразным тугоплавким силикатсодержащим материалом в результате, которого осуществляется нагрев дисперсных частиц с последующим образованием расплава. Использование конструкции дозирующего устройства со шнековым питателем обеспечивает введение сырья не сверху на поверхность расплава [5], а с боковой части корпуса плавильной печи и непосредственно в область расплава. Частицы поступившей порции сырья, попадая в высокотемпературный расплав, смешиваются с ним и равномерно расплавляются, исключая выдувание мелкодисперсных частиц потоком низкотемпературной плазмы. Сырье вводится в толщу уже образованного расплава и, в результате, посредством джоулева нагрева по всему объему плавильной печи производится расплав введенного порошкообразного сырья. Такой подход в результате позволяет понизить вязкость расплава и обеспечить равномерный его прогрев [6–8]. Графитовый тигель и устройство его охлаждения позволяет продлить срок службы плавильной печи.

Для математического описания представленного выше процесса рассматривается двумерная краевая задача нестационарного конвективного тепломассопереноса в объеме плавильной печи с входным и выходным отверстиями в прямоугольной декартовой системе координат[9].

При численном анализе нестационарных режимов конвективного теплопереноса предполагается, что течение расплава в полости печи является ламинарным и двумерным.Расплав считается теплопроводной, неньютоновской жидкостью, удовлетворяющей приближению Буссинеска. Предполагается также, что члены в уравнении

энергии, характеризующие вязкую диссипацию и работу сил давления, пренебрежимо малы. В начальный момент времени расплав занимает весь объем плавильной печи и характеризуется определенной температурой T_0. Далее открываются заслонки входного и выходного отверстий. На входе подается материал с теплофизическими характеристиками, совпадающими с параметрами силикатного расплава, но со своей температурой T_{in}.

Моделируется течение силикатного расплава при следующих предположениях: во входном сечении задается постоянный расход материала; температура подаваемого материала ниже температуры расплава; внутри печи учитывается влияние джоулева нагрева; расплав моделируется неньютоновской средой с теплофизическими характеристиками, зависящими от температуры; влияние подъемной силы учитывается на основе приближения Буссинеска.

Численный анализ проведен при следующих значениях входных параметров, характеризующих реальные условия работы плавильной печи: $h_1 = 0.15$ м, $h_2 = 0.1$ м, $h_3 = 0.25$ м, $h_4 = 0.05$ м, $l_1 = 0.25$ м, $l_2 = 0.15$ м, $\rho = 3000$ кг/м^3, $\beta = 0.00051$ К$^{-1}$, $T_{in} = 1200$ К, $T_0 = 1600$ К, $u_{in} = 0.019$ м/с, $\lambda = 1.3$ Вт/(м·К), $\sigma = 10$ (Ом·м)$^{-1}$, $0 \le t \le 50$ с, $0.5 \le n \le 1.0$, $J = 42.5, 7349$ А/м^2.

При численном анализе основное внимание уделялось изучению влияния фактора нестационарности, плотности электрического тока и показателя поведения расплава.

Независимо от значения n в начальный момент времени ($t = 10$ с) внутри полости формируется вихревое течение вблизи входного отверстия, которое отражается в изменении направления движения расплава. Сначала расплав поступает к основанию полости, далее поток разворачивается и направляется к выходному отверстию. Такая гидродинамическая картина позволяет естественным способом повысить время нахождения расплава в печи и тем самым интенсифицировать процесс плавления поступающего материала. С ростом времени ($t = 20$ с) при $n = 0.7$ и $n = 1.0$ в зоне левого нижнего угла полости появляется рециркуляционное течения, обусловленное влиянием геометрии анализируемого объекта. Дальнейшее увеличение t проявляется в росте масштабов этого углового вихря, что приводит при $t = 50$ с к диссипации рециркуляции, расположенной у входного отверстия, и изменению первоначального направления движения среды. Аналогичная картина наблюдается и при $n = 0.5$ только с момента времени $t = 50$ с. Отмеченные изменения характеризуют формирование застойной зоны внутри полости плавильной печи, температура которой полностью определяется энергией поступающего в печь материала. Следует также отметить, что при малых значениях показателя поведения расплава ($n \le 0.5$) с одной стороны наблюдается затягивание формирования такой застойной зоны, а с другой стороны временной промежуток образования такой зоны значительно меньше по сравнению со случаями $n > 0.5$.

Динамика развития течения и поля температуры при $n = 0.7$ (псевдопластическая жидкость) незначительно отличается от эволюции термогидродинамических структур при $n = 1.0$ (ньютоновская жидкость). Основные отличия заключается в темпах развития отмеченного выше углового рециркуляционного течения, которое, например, при $t = 50$ с отражается в конфигурации температурного факела вблизи нижней границы входного отверстия.

Анализируя данные распределения можно отметить, что к моменту времени $t = 50$ с за счет поступления в полость новых партий материала температура в нижней части печи уменьшается. При этом снижение n проявляется в сокращении темпов падения температуры внутри полости. Отмеченные обстоятельства отражают необходимость повышения плотности электрического тока внутри плавильной печи.

На основании результатов численного анализа и экспериментальных данных можно сделать вывод о том, что температурное поле, формирующееся внутри полости печи вследствие работы генератора низкотемпературной плазмы, удовлетворяет условиям производства высокотемпературных силикатных расплавов из отходов энергетических производств.

Работы выполнены при частичной поддержке государственного задания Минобрнауки № 11.351.2014/К

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2355651 Российская Федерация Установка для получения минерального расплава плазменным нагревом / О.Г. Волокитин, Е.В. Гайслер, А.А. Никифоров, Н.К. Скрипникова.
2. Пат. 2344093 Российская Федерация. Установка для получения минеральных волокон / О.Г. Волокитин, А.А. Никифоров, Н.К. Скрипникова.
3. Пат. 2503628 Российская Федерация. Плазменная установка для получения тугоплавкого силикатного расплава. Волокитин О.Г., Тимонов Е.В., Волокитин Г.Г., Никифоров А.А., Чибирков В.К.
4. Бондарева Н.С. Нестационарные режимы гидродинамики и теплопереноса при получении высокотемпературных силикатных расплавов / Н.С. Бондарева, О.Г. Волокитин, О.О. Морозова, М.А. Шеремет // Теплофизика и аэромеханика. – 2013. – Т. 20, № 5. – С. 633–641.
5. Шеремет М.А. Комплекс для получения силикатного расплава из золоотходов / М.А. Шеремет, А.А. Никифоров, О.Г. Волокитин // Стекло и керамика. – 2007. – № 9. – С. 23–26.
6. Волокитин О.Г. Минеральное волокно, полученное в агрегатах низкотемпературной плазмы из продуктов сжигания каменного угля и горючих сланцев / О.Г. Волокитин, Н.К. Скрипникова, Г.Г. Волокитин, В.И. Верещагин, А.И. Хайсундинов, В.В. Шеховцов // Строительные материалы. – 2013. – № 11. – С. 44–47.
7. Волокитин Г.Г. Распределение температурных полей при плазменной обработке поверхности древесины / Г.Г. Волокитин, О.Г. Волокитин, В.В. Шеховцов, Е.А. Маслов, Н.В. Малюга // Вестник ТГАСУ. – 2013. – №3. – С. 220–227.
8. Волокитин О.Г. Исследование физических характеристик струи силикатного расплава в условиях дополнительного подогрева // Вестник ТГАСУ. – 2010. – №4. – С. 117–120.
9. Khezzar L. Natural convection of power law fluids in inclined cavities / L. Khezzar, D. Siginer, I. Vinogradov // International Journal of Thermal Sciences. – 2012. – Vol. 53. – Pp. 8–17

Научный руководитель: Н.К. Скрипникова, д.т.н., профессор, Томский государственный архитектурно-строительный университет кафедра «Прикладная механика и материаловедения»

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОГАЗОМЕХАНИКИ И ТЕПЛООБМЕНА В ХВОСТОВОЙ ЧАСТИ КОТЛОАГРЕГАТОВ

И. Р. Мухаметгалеев
Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан»

Современный котельный агрегат немыслим без воздухоподогревателя. С развитием энергетики, с увеличением единичной мощности котельных агрегатов роль воздухоподогревателя непрерывно возрастает. Это обусловлено рядом факторов. Температура газов за водяным экономайзером мощных котлов составляет 350-400 °С. В воздухоподогревателе она снижается до 140-160° С. Тепло, отданное газами воздуху, возвращается в топку котла. Подогретый воздух улучшает горение топлива, в результате чего снижается химический и механический недожог топлива. Благодаря воздухо-подогревателю использование тепла, выделяемого сжигаемым топливом, повышается на 10-15%, и к. п. д. современных агрегатов достигают 92-94%. Существуют два принципа передачи тепла в воздухоподогревателе от газов к воздуху: рекуперативный и регенеративный. К регенеративным относятся воздухоподогреватели с вращающимся ротором (РВП); с вращающимися коробками (типа Роте-мюле); с движущимся теплоносителем.[1]

На рис. 1 показана принципиальная схема регенеративного вращающегося воздухоподогревателя. Основным элементом РВП является ротор, вращающийся со скоростью 1,5-3 об/мин. Ротор разделен радиальными и аксиальными перегородками на ячейки, которые заполняются набивкой - стальными профильными листами толщиной 0,5…1,2 мм. Дымовые газы, выходящие из котла с высокой температурой (250-400°С), проходят между листами и нагревают их. Нагретые листы вращающимся ротором переносятся на воздушную сторону, где отдают свое тепло воздуху. Воздух поступает в воздухоподогреватель по схеме противотока (в направлении, противоположном движению газов). Разность температур газов, входящих в РВП, и горячего воздуха составляет, как правило, 25-40°С. Дымовые газы охлаждаются до температуры 140-160° С, а в ряде случаев до 120° С. Поверхность теплообмена - набивка - на холодном конце (на выходе газов из РВП и соответственно на входе воздуха) имеет сравнительно низкую температуру, лежащую ниже точки росы дымовых газов для ряда топлив.

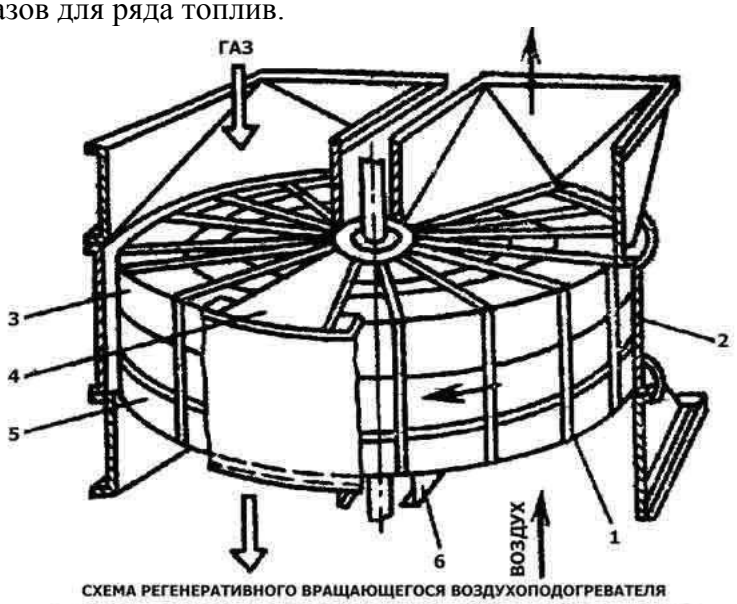


Рис.1. Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель [2].

Действующий регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (РВП) РВП-54 колтлоагрегата типа ТГМ – 84, имеет существенный конструктивный недостаток - перетоки (присосы) воздуха из воздушного тракта в газовый (из-за разности давлений горячих дымовых газов и холодного воздуха и неплотностей в районе верхних и нижних секторных плит). Практика показывает, что до 20 % воздуха протекает внутрь газового тракта и, не совершая полезной работы, увеличивает загрузку дымососов и дутьевых вентиляторов, что существенно сказывается на таких показателях как удельный расход электроэнергии на тягу и дутьё, что приводит в свою очередь к перерасходу топлива [3].

Общеизвестна [4] формула расхода Q воздуха через уплотнения (присосы):

$$Q = \mu F \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}, \qquad (1)$$

где F – живое сечение потока воздуха через неплотности, $м^2$; ΔP – перепад статических давлений между воздушной и газовой сторонами, Па; ρ –плотность воздуха; μ – коэффициент расхода.

Так как параметры F, ρ, μ – остаются приблизительно одинаковыми при небольших перепадах давления, то можно сделать вывод о том, что присосы зависят от ΔP, чем он меньше, тем меньше присосы. Отсюда, для снижения присосов воздуха и увеличения КПД регенеративного вращающегося воздухоподогревателя можно предложить устанавливать на газовом тракте ниже секторной плиты по потоку, перпендикулярно отводящему газовому патрубку сужающее устройство - дроссельную заслонку. Увеличение давления на 1-2 мм. вод. ст. (10-20 Па) потока дымовых газов приводит к приемлемому выравниванию давлений за РВП с давлением воздуха в подводящем воздушном патрубке.Для снижения присосов воздуха и увеличения КПД регенеративного вращающегося воздухоподогревателя предлагается на газовом тракте устанавливать на расстоянии $(0,5 – 0,7)\cdot d_{экв}$ (эквивалентный диаметр отводящего газового патрубка) от нижней секторной плиты, перпендикулярно отводящему газовому патрубку дроссельную заслонку, выполненную в виде сужающего устройства с высотой выступа $(0,1 – 0,17)\cdot d_{экв}$. Увеличение давления на 1-2 мм. вод. ст. приводит к выравниванию давлений за РВП потока дымовых газов с давлением воздуха в подводящем воздушном патрубке.Для корректной оценки эффективности дросселирования и выбора оптимальных параметров сужающего устройства необходимо постановка натурного эксперимента на действующем РВП. Однако опыты на действующем котлоагрегате приводят к большим временным и материальным затратам. Математическое моделирование процессов в РВП свободно от этих недостатков.

Компьютерное моделирование хвостовой части газохода за РВП, в месте установки дросселирующего устройства выполнено в среде ПВК FLUENT [5].

Для проведения расчетов течений жидкости и газа по программе FLUENT необходимо предварительно задать геометрию расчетной области и построить в ней разностную сетку. Эта задача решается с помощью препроцессора GAMBIT.

В начале работы GAMBIT формирует «сессию», которая будет содержать все выполняемые операции, такие как:

• импорт геометрической и сеточной информации;

• создание геометрических объектов;

• создание и улучшение сетки;

• определение типов различных зон расчетной области для последующего использования в программе FLUENT;

• создание и модификация систем координат;

• изменение ориентации отображаемых геометрических объектов;

• другие операции.

Для определения параметров потока в программе Fluent решается система дифференциальных уравнений. По ряду причин решить эту систему можно только численными методами. Их использование заключаются в замене непрерывного решения

исходных дифференциальных уравнений алгебраическими аналогами в окрестностях произвольной точки расчетной области. Следовательно, для замены исходных уравнений на алгебраические уравнения необходимо задать точки, вблизи которых будет происходить эта замена. Расчетная область разбивается на конечные элементы, причем точка, вблизи которой дифференциальные уравнения заменяются алгебраическими, находится в центре ячейки. Этот процесс является очень важным, поскольку от него существенно зависит правильность полученного решения[5].

Для моделирования были взяты следующие начальные данные: высота шахты 5,0 метров, глубина 5,076 метра, ширина 2,493 метра. Конструктивно заслонка смонтирована на высоте 1,3 метров, высотой 0,35-0,45 метров. В качестве рабочего вещества был принят воздух с температурой 293 К, давлением 101350 Па, скорость воздуха в шахте принята 20 м/с. Все размеры газохода соответствуют технической документации на конструкцию РВП. На рис. 2. представлена расчетная сетка в среде Fluent.

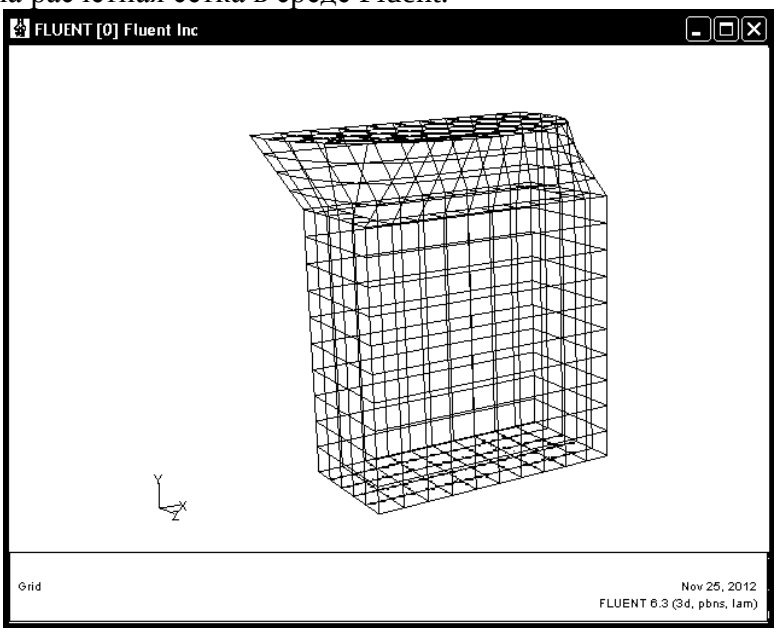


Рис.2. Расчетная сетка в среде Fluent

На рис. 3 представлены вектора давлений в газовой шахте дымохода. Отметим, что наличие векторов направленных в разные стороны означает наличие завихрений после области сужения. На рис. 4 приведено изменение давления на соответствующих поверхностях.

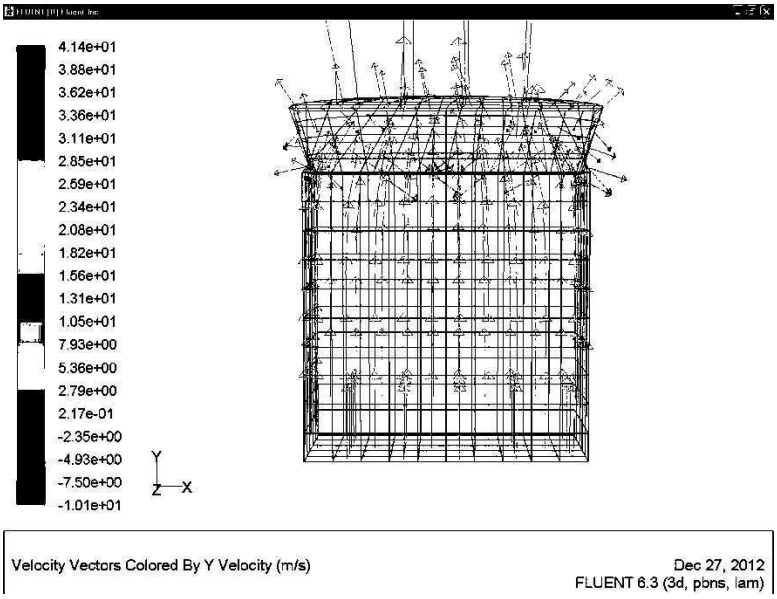


Рис.3.Представление вектора скорости

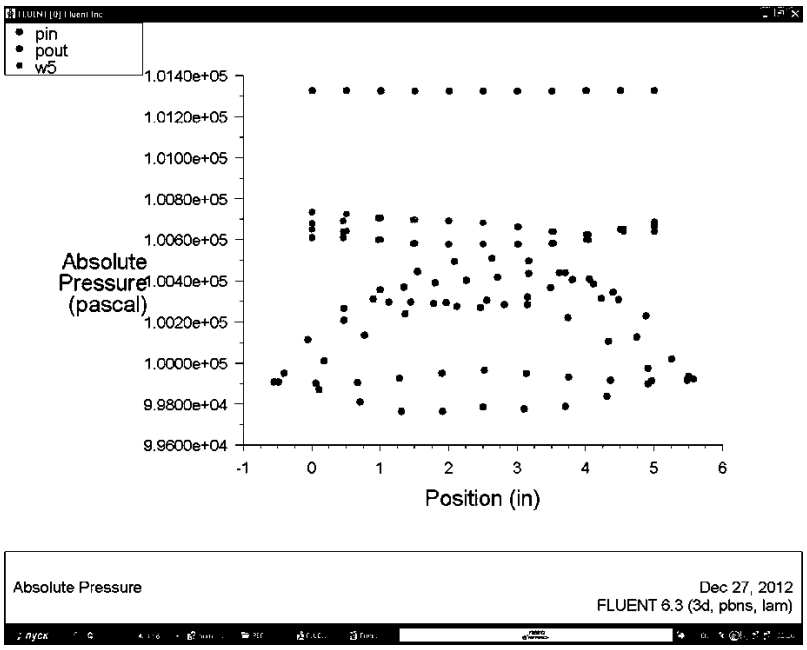


Рис.4. Изменение давления на поверхностях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном докладе рассмотрен способ сокращения присосов воздуха в хвостовой части котла путем установки сужающего устройства по ходу уходящих газов.

Проведен ряд исследований, по результатам которых возможно дать рекомендации по выбору элементов моделей и методов проектирования, приводящих к наилучшим результатам работы системы: то есть к относительно приемлимому повышению давления в месте установки дроссельной заслонки и приемлимому выравниванию давлений между газовым и воздушным трактом, и как следствие сокращении перетоков воздуха.

Проведено исследование различных дроссельных заслонок с различными геометрическими размерами. В результате отмечено, что использование дроссельной заслонки с высотой 0,35 м и шириной 0,3 м приводит к наиболее эффективным параметрам для практического использования в сравнении с использованием более широких и более узких дроссельных заслонок.

Изучение возможности использования сужающих устройств для повышения КПД котлоагрегатов привело к следующим результатам: предложенная модель позволяет достигнуть локального увеличения давления в месте установки на 525 Па, а значит понижается ΔP, и как следствие выравниваются давления дымовых газов и холодного воздуха. Однако при использовании более узких дросселирующих заслонок происходит увеличение давления от 800 до 900 Па. Но при этом давление увеличивается слишком скачкообразно, что может негативно сказаться на прочности материалов, а также может создать слишком большое гидравлическое сопротивление

Таким образом, при использовании сужающего устройства высотой 0,35-0,45 метров достигается оптимальное соотношение между локальным увеличением давления и геометрическими размерами заслонки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Т.С. Добряков, В.К. Мигай, В.С. Назаренко, И.И. Надыров, И.И. Федоров Воздухоподогреватели котельных установок. – Л.: «Энергия», 1977. - 304с.
2. http://nabivkarvp.by/nabivka/
3. Н.В. Кузнецова, В.В. Митора, И.Е. Дубовского, Э.С. Карасиной Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). –М.: Энергия, 1973. – 296 с.
4. А.И. Володин Методы оценки технического состояния, эксплуатационной экономичности и экологической безопасности дизельных локомотивов: Монография . - М.: ООО «Желдориздат», 2007. - 264 с.
5. http://mylearn.ru/kurs/30

6. Ковеня В.М., Яненко Н.Н. Метод расщепления в задачах газовой динамики. – Новосибирск: Наука, 1981. – 304 с.

Научный руководитель: К.Х. Гильфанов, кафедра Автоматизации технологических процессов и производств, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой автоматизации технологических процессов и производств, Казанский Государственный Энергетический Университет..

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СПЕКТРОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ГОРЕНИИ РАЗЛИЧНЫХ ГОРЮЧИХ МАТЕРИАЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ ИК–ДИАГНОСТИКИ В РАЗЛИЧНЫХ СПЕКТРАЛЬНЫХ ДИАПАЗОНАХ

М.В. Агафонцев, Е.Л. Лобода, В.В. Рейно

Национальный исследовательский Томский государственный университет, Механико-математический факультет, кафедра физической и вычислительной механики

При проведении экспериментальных исследований процессов горения и природных пожаров необходимо использовать большое количество термопар для регистрации полей температур. Это связано с определенными трудностями технического характера. Современные методы ИК-диагностики с использованием тепловизоров позволяют отказаться от использования большого числа термопар. При этом применение методов ИК-диагностики позволяет получить значительно лучшее разрешение по пространству и времени. Однако, при использовании этих методов возникают трудности связанные с определением коэффициентов излучения и пропускания пламени, выборе спектрального диапазона исследования, влияние слоя пламени на регистрацию температур экранированных им объектов. Так, например, при исследовании горения растительных горючих материалов в спектральном интервале 2.5-2.7 мкм emissivity пламени зависит от влагосодержания горючих материалов [1].

Значительная часть исследований в области ИК-диагностики электротехнического и теплового оборудования связана с измерением температур твердых сред. Методы ИК-диагностики очень широко применяются для исследования поведения микроэлектронных устройств [2] и в задачах неразрушающего контроля сотовых конструкций авиационной техники [3]. Для определения профиля температуры во фронте экзотермической автокаталитической реакции в работе [4] применялись методы ИК-диагностики и, в частности, использовалась infraredcameraFLIRSC 5500 со спектральным интервалом 2.5-5 μm. Однако в работе не приводится спектр излучения фронта реакции, а в случае процессов горения, которые будут описаны далее в настоящей статье, применение такого широкого спектрального интервала является некорректным, т.к. функционально все infraredcameras изготовлены для измерения температур и калибруются по излучению модели абсолютно черного тела (АЧТ), спектр излучения которого определяется Законом Планка.

В области исследования процессов горения и, в частности, природных пожаров использование термографии не сильно распространено ввиду сложности исследуемого объекта и недостатка знаний его свойств, например, коэффициент излучения (ε_λ) и дороговизны специальных тепловизоров, пригодных для научных исследований. Однако, ввиду перспективности данного способа определения характеристик фронта горения можно отметить работы [5-7], где рассматривается измерение параметров лесного пожара

в среднем ИК-диапазоне длин волн, а в работах [8, 9] приведены результаты исследований для спектральных интервалов 7,5-13 мкм и 8-12 мкм соответственно.

В работе [12] приведены результаты исследований по влиянию слоя пламени на регистрацию АЧТ в спектральном интервале 7,5-13 мкм при диапазоне изменения температуры АЧТ от 253 до 1773 К. Однако в этом диапазоне длин волн отсутствует достаточно интенсивное излучение от самого пламени, что показано на спектре излучения пламени в работе [11]. Кроме того, в работе [12] приведены зависимости emissivity пламени для указанного диапазона длин волн в зависимости от толщины слоя пламени. Следует отметить, что данные зависимости пригодны лишь для указанного спектрального интервала, т.к. в других интервалах возможно присутствие излучения от паров воды и CO2, образующихся при горении, концентрация которых может зависеть от типа горючего, его химического состава и влагосодержания.

На основании вышеизложенного представляет интерес исследование оптических свойств пламени в тех спектральных интервалах, где присутствуют мощные линии излучения продуктов горения. Поэтому в этих спектральных интервалах возможно применять методы ИК-диагностики для определения полей температуры в пламени, а так же учитывать влияние других высокотемпературных объектов на результаты измерений.

На рис.1 приведена схема экспериментальной установки, где источники излучения и регистрирующая аппаратура находятся на одной оптической оси.

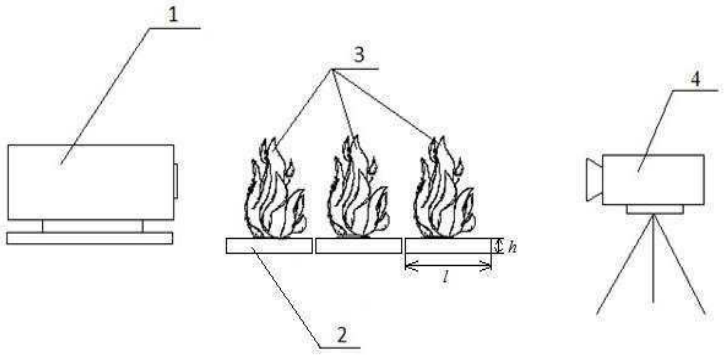


Рис. 1. 1– модель АЧТ-45/100/1100; 2 – слой РГМ с длиной l и высотой h; 3 – пламя фронта горения РГМ; 4 – тепловизор JADEJ530SB.

В качестве модели АЧТ использовался излучатель АЧТ-45/100/1100 Омского завода ОАО НПП «Эталон» с диапазоном изменения температуры от 573 К до 1373 К. Слой растительного горючего материала (РГМ) состоял из естественной смеси растений, произрастающих в районе г. Карасук Новосибирской области с ботаническим составом. Длина слоя РГМ варьировались от 0,2 м до 0,8 м, а высота слоя менялась от 0,05 м до 0,08 м. Влагосодержание РГМ составляло 7,9 %, значение которого определялось при помощи анализатора влажности ANDMX-50 с точностью 0,01%. Масса слоя РГМ определялась при помощи электронных весов ANDHL-400 с точностью 0,1 г и варьировалась от 50 г до 210 г. Зажигание слоя РГМ производилось равномерно по всей длине. Температура воздуха, относительная влажность и атмосферное давление контролировались при помощи метеостанции MeteoscanRST01923. Температура воздуха варьировалась в пределах T_e=(288-293) К. Относительная влажность воздуха изменялась в пределах φ=(20-35)%, атмосферное давление P_e=($9{,}94\cdot10^4$-$1{,}02\cdot10^5$) Па. Дополнительно температура в пламени на оси АЧТ контролировалось при помощи термопар типа ВР (вольфрам-рениевый сплав) с диаметром спая 50 мкм и постоянной времени(инерционность) ε от 0,09 до 0.11 с.

Проведя эксперимент, были получены термограммы (Рис.2, Рис.3) для процессов горения РГМ и спирта соответственно.

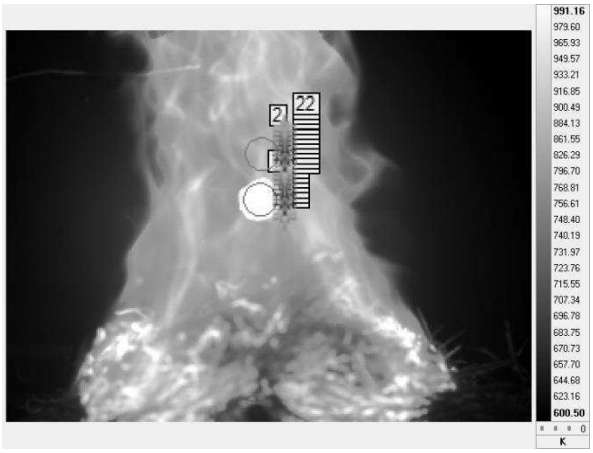


Рис. 2. Термограмма процесса горения РГМ

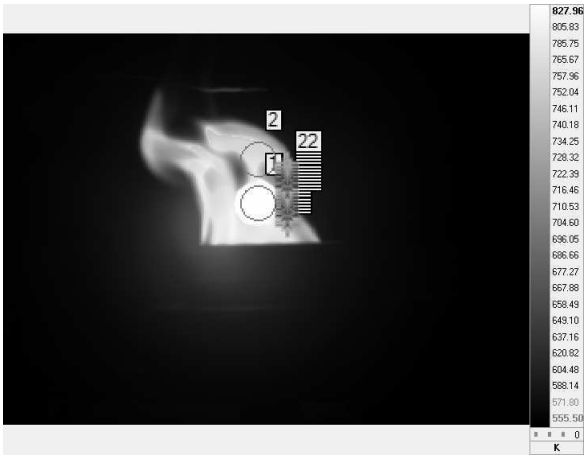


Рис. 3. Термограмма процесса горения спирта

Чтобы оценить частотные изменения спектров температуры, выбирались 20 контрольных точке, лежащих на одной вертикальной линии. Интервал между ними выбирался таким образом, чтобы наиболее максимально охватить временной интервал. Далее, получали таблицу температур для каждой контрольной точки. После, используя быстрое преобразование Фурье, получали спектры изменения температур, которые затем усреднялись, чтобы исключить шумы.

На Рис.4, Рис.5, Рис.6 изображены спектры изменения температуры для различных интервалов длин волн (РГМ). На Рис.7 представлен спектр изменения температуры в пламени по термопарным измерениям (РГМ)

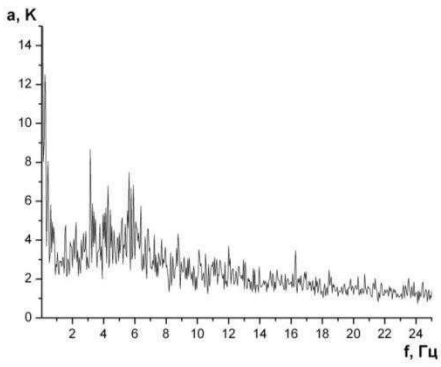


Рис. 4. Спектр изменения температуры в пламени (интервал 2,5 – 2,7мкм)

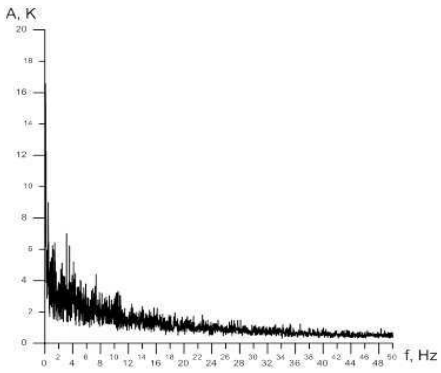


Рис. 5. Спектр изменения температуры в пламени (интервал 2,64-3,25мкм)

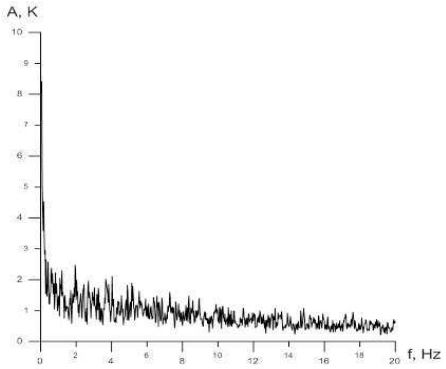


Рис. 6. Спектр изменения температуры в пламени (интервал 4.0-5.0мкм)

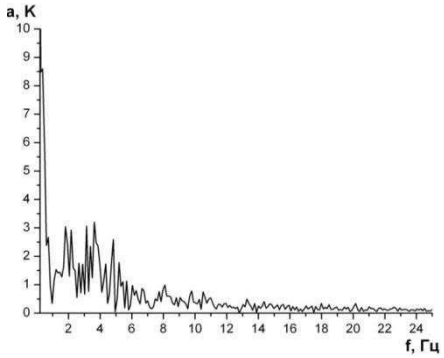


Рис. 7. Спектр изменения температуры в пламени по термопарным измерениям

Проводя анализ полученных результатов, можно заметить характерные возмущения в частотах до 10 Hz, которые связаны с процессами, протекающими в пламени. Полученные данные согласуются с термопарным измерением. На Рис.5, Рис.6 не так выражены возмущения, что обусловлено не подходящим выбором спектрального интервала.

На Рис.8, Рис.9 изображены спектры изменения температуры для различных интервалов длин волн (спирт).

В отличие от спектров температур, полученных для процесса горения РГМ, при горении спирта характерные возмущения находятся в окрестности 16 Hz.

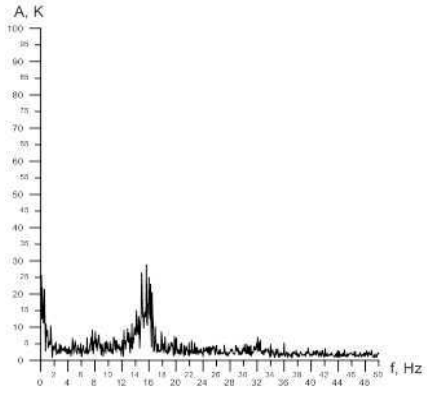


Рис. 8. Спектр изменения температуры в пламени интервал 2.5-2.7мкм

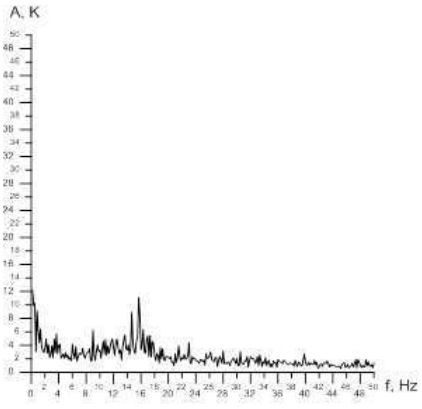


Рис. 9. Спектр изменения температуры в пламени интервал 3.1-3.3мкм

ВЫВОД:

1. Для измерения полей температуры в пламени необходимо выбирать узкий спектральный интервал в соответствии со спектром излучения пламени. В случае горения РГМ или спирта наиболее пригодными являются интервалы в диапазоне 2.5-3.3 мкм.

2. Для регистрации экранированного пламенем высокотемпературного объекта авторами не рекомендуется использовать спектральные интервалы в диапазоне 4.0-5.0 мкм, т.к. пламя в этом диапазоне длин волн практически не прозрачно.

3. Температура в пламени многократно изменяется во времени и в спектре температуры пламени, образующемся при горении РГМ, присутствуют характерные частотные максимумы от 2 до 7 Гц, в спектре изменения температуры при горении спирта этот максимум находится в окрестности 16 Гц. Эти пульсации температуры связаны с

пространственной структурой течения в пламени продуктов горения и степенью турбулентности высокотемпературной среды.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 14-01-00211.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Лобода Е.Л., Рейно В.В. Влияние коэффициента излучения пламени на измерение температур ИК - методами при горении лесных и степных горючих материалов при различном влагосодержании. Частотный анализ изменения температуры // Оптика атмосферы и океана. 2011. № 11. С. 1002-1006.
2. Huang W., Skadron K., Gurumurthi S., Ribando R.J., M.R. “Stan Differentiating the Roles of IR Measurement and Simulation for Power and Temperature”, Aware Design Performance Analysis of Systems and Software, 2009. ISPASS 2009. IEEE International Symposium DOI: 10.1109/ISPASS.2009.4919624.
3. Vavilov V.P.. [Thermal/Infrared Nondestructive Testing], NDT Handbook Series, Moscow, “Spectrum” Publisher. 2009. Vol. 5. 467 P.
4. Martin J., Rakotomalala N., Talon L., Salin D. “Measurement of the temperature profile of an exothermic autocatalytic reaction front”, Physical review. 2009. E 80, 055101(R). DOI:10.1103/PhysRevE.80.055101.
5. Boulet P., Pareut G., Acem Z., Collin A., Sero-Guillaume O. “On the emission of radiation by flames and corresponding absorption by vegetation in forest fires”, Fire Safety Journal. 2011. No. 46. P. 21-26.
6. Qian C., Saito K. “Measurements of Pool-Fire Temperature Using IR Technique”, Combustion Institute/Central and Western States (USA) and Combustion Institute/Mexican National Section and American Flame Research Committee. Combustion Fundamentals and Applications. Joint Technical Meeting. Proceedings. April 23-26, 1995, San Antonio, TX, Gore, J. P., Editor(s), Pp. 81-86.
7. Rinieri F., Balbi J.-H., Santoni P.-A. “On the use of an infra-red camera for the measurement of temperature in fires of vegetative fuels”, QIRT.2006. (http://qirt.gel.ulaval.ca/archives/qirt2006/papers/011.pdf).
8. Dupuy J., Vachet P., Maréchal J., Meléndez J., de Castro A.J. “Thermal infrared emission–transmission measurements in flames from a cylindrical forest fuel burner”, International Journal of Wildland Fire. 2007. № 16. Pp. 324–340.
9. Tadashi Konishi, Akihiko Ito, Kozo Saito “Transient Infrared Temperature Measurements of Liquid-Fuel Surfaces: Results of Studies of Flames Spread Over Liquids”. 2000. Appl. Opt. 39, 4278-4283.
10. Meléndez J., Aranda J. M., A. J. de Castro, López F. “Transient Infrared Temperature Measurements of Liquid-Fuel Surfaces: Results of Studies of Flames Spread Over Liquids”. Quantitative InfraRed Thermography Journal 2006. Vol. 3. Issue 2. Pp. 183-199.
11. Rawlins W.T., Lawrence W.G., Marinelli W.J., M.G. “Allen Hyperspectral infrared imaging of flames using a spectrally scanning fabry-perot filter”, 2nd Joint Meeting of the U.S. Sections of the Combustion Institute. March 2001. Pp. 1-13.
12. Pastor E., Rigueiro A., Zárate L., Giménez A., Arnaldos J., Planas E. “Experimental methodology for characterizing flame emissivity of small scale forest fires using infrared thermography techniques”, Forest Fire Research & Wildland Fire Safety, Viegas (ed.), Millpress, Rotterdam. 2002. ISBN 90-77017-72-0.
13. Льюис Б., Пиз Р.Н., Тэйлор Х.С.. Физические измерения в газовой динамике и при горении. Часть II, М: ИЛ, 1957. 316 с.

Научный руководитель: Е.Л. Лобода, д.ф.–м.н., зав. кафедрой физической и вычислительной механики.

О ВЫБОРЕ СПЕКТРАЛЬНОГО ИНТЕРВАЛА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПОЛЕЙ ТЕМПЕРАТУРЫ В ПЛАМЕНИ С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛОВИЗОРА

М.В. Агафонцев, Е.Л. Лобода, Е.А. Макарова, В.В. Рейно
Национальный исследовательский Томский государственный университет, Механико-математический факультет, кафедра физической и вычислительной механики

Традиционные методы экспериментального исследования процессов горения предполагают применение большого количества термопар для определения полей температуры в пламени. Это вызывает ряд технических трудностей, которые практически невозможно решить при проведении крупных или натурных экспериментов. Кроме того, применение контактных методов измерений вносит возмущения в исследуемую среду и искажает истинную картину течения в пламени. Современные методы ИК-диагностики с использованием тепловизоров позволяют отказаться от применения большого числа термопар и при этом получить хорошее пространственное разрешение с высокой детализацией по времени. Однако применение методов ИК-диагностики связано с рядом трудностей, которые обусловлены необходимостью определения оптических характеристик пламени (коэффициенты излучения и пропускания) [1, 2], выборе спектрального интервала, влиянии слоя пламени на регистрацию экранированных им объектов [1]. Например, при исследовании горения растительных горючих интервалов в диапазоне длин волн 2.5-2.7 мкм наблюдается зависимость коэффициента излучения пламени от влагосодержания горючих материалов [2].

Следует отметить, что применение методов ИК-диагностики в мире в основном приходится на исследование электротехнического и теплового оборудования и связано с определением температур твердых тел, а зачастую и вообще лишь с качественной оценкой наличия градиентов температуры. Кроме того, применение методов ИК-диагностики нашло место и при оценке поведения микроэлектронных устройств [3] и в задачах неразрушающего контроля нагруженных конструкций в авиационной технике [4]. В работе [5] приводятся спектры излучения пламени, образующегося при горении растительных горючих материалов и результаты исследований излучения от фронта пожара на длинах волн 3,6, 4,8, 4,2 мкм, а в работе [6] представлены спектры излучения и особенности ИК-измерений для различных газов, в том числе паров воды и углекислого газа, разогретых до 2000 К, которые являются основными продуктами горения.

Учитывая, что современные тепловизоры позволяют работать в диапазонах длин волн от 2 до 5 мкм, где находятся основные мощные линии излучения пламени и при этом имеется возможность при помощи узкополосных фильтров производить избирательную съемку, то возникает вопрос правильного выбора спектрального интервала для решения различных задач, таких как получение хорошо детализированного поля температуры в пламени или регистрации объектов, которые пламя экранирует. Далее приводятся результаты экспериментальных исследований по определению спектральных характеристик пламени, образующегося при горении различных горючих материалов и делается вывод с рекомендациями по выбору различных спектральных интервалов для решения ряда практических задач с применением методов ИК-диагностики.

При экспериментальном исследовании процессов горения с применением методов ИК-диагностики представляет интерес определение оптических свойств пламени, таких как спектральные интервалы, где находятся мощные линии излучения, где коэффициент излучения близок к «1», т.к. в этих спектральных интервалах можно применять методы ИК-диагностики для определения температуры в пламени, а также представляет интерес влияние пламени на результаты регистрации экранированных пламенем высокотемпературных объектов. Далее приводятся результаты определения оптических

свойств пламени в среднем ИК-диапазоне, образованном при горении некоторых горючих материалов.

В качестве горючих материалов использовались: растительные горючие материалы (хвоя сосны, кедра, полевые растения), древесины сосны, березы и кедра, каменный уголь сорта ДО, спирт, керосин, бензин, дизельное топливо, пропано-бутановая смесь. Масса образцов растительных горючих материалов (хвоя кедра, сосны, полевые растения) составляла 50 г, масса древесины сосны, березы и кедра - 200 г, масса каменного угля – 300 г, объем жидкостей – 20 мл.

Регистрация спектра излучения пламени производилась при помощи спектрографа SOLARTIIMS2001i с диапазоном измерений 2-5,6 мкм. Измерения производились с расстояния 1 м от пламени. Температура в пламени контролировалась при помощи термопары типа ХА с диаметром спая 500 мкм. В соответствии с максимальными значениями показаний термопары в пламени производилась регистрация спектра излучения модели абсолютно черного тела (АЧТ) с соответствующей температурой и на таком же расстоянии 1 м. В качестве модели АЧТ использовался излучатель АЧТ-45/100/1100 Омского завода ОАО НПП «Эталон» с диапазоном изменения температуры от 573 К до 1373 К. Температура воздуха, относительная влажность и атмосферное давление контролировались при помощи метеостанции MeteoscanRST01923. Температура воздуха варьировалась в пределах T_e=(288-293) К. Относительная влажность воздуха изменялась в пределах φ=(20-35) %, атмосферное давление P_e=(9,94·10^4-1,02·10^5) Па.

На рис. 1 представлена схема экспериментальной установки, где источник излучения и регистрирующая аппаратура размещены на одной оптической оси.

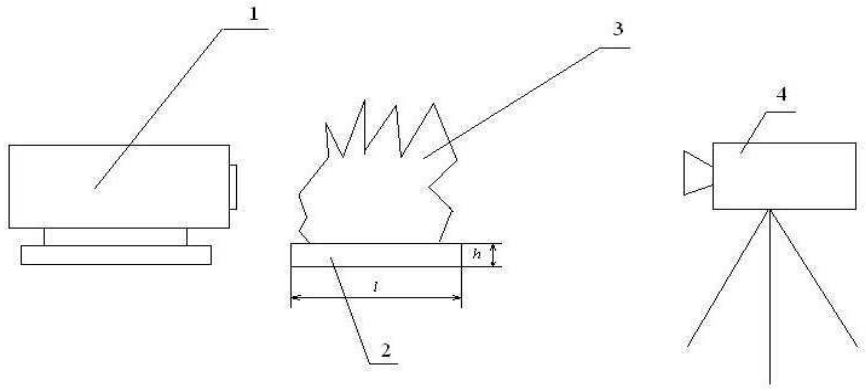
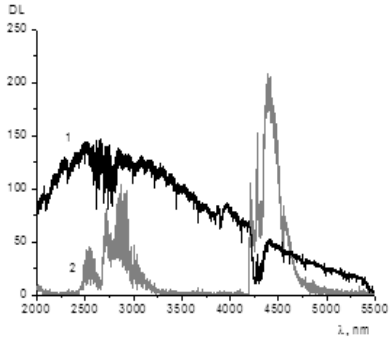
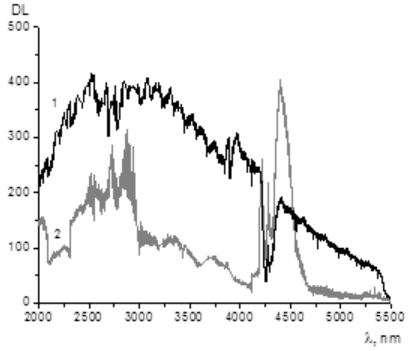


Рис.1. Схема экспериментальной установки. 1 – модель АЧТ-45/100/1100, 2 – слой исследуемого материала с длиной l и высотой h, 3 – пламя фронта горения, 4 – спектрограф SOLARTIIMS2001i.

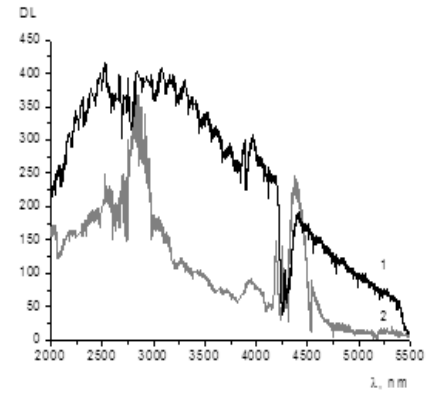
На рис. 2 приведены спектры излучения пламени (кривая 2): образующегося при горении указанных выше горючих материалов и спектр излучения АЧТ (кривая 1) при температуре: соответствующей температуре в пламени при горении соответствующих горючих материалов.



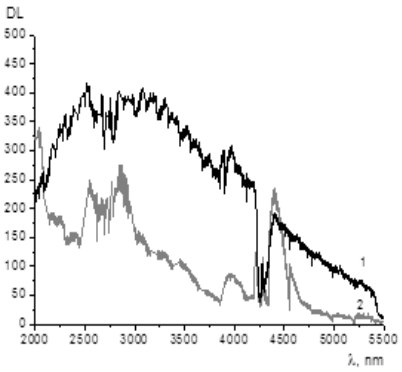
a)



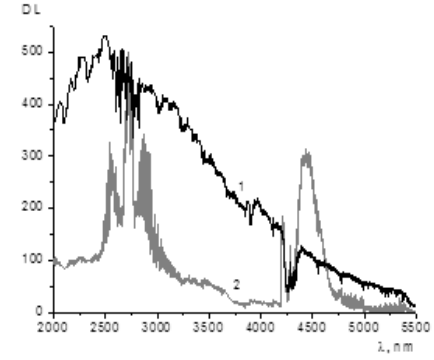
b)



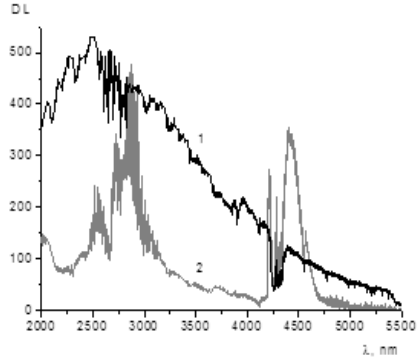
c)



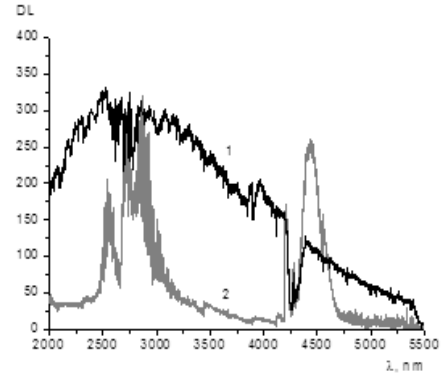
d)



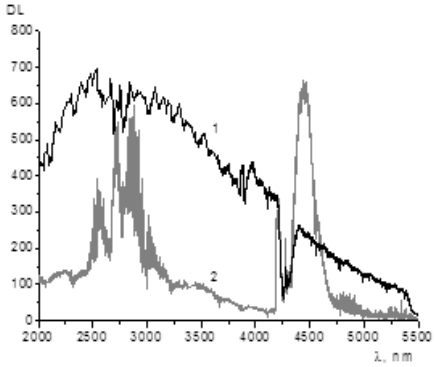
e)



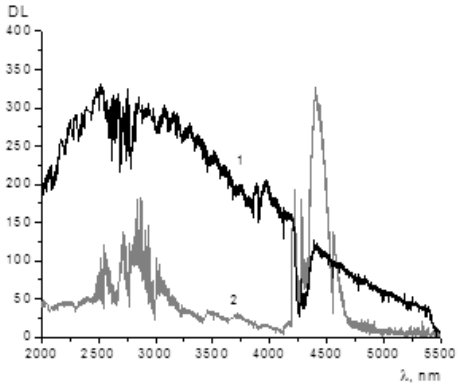
f)



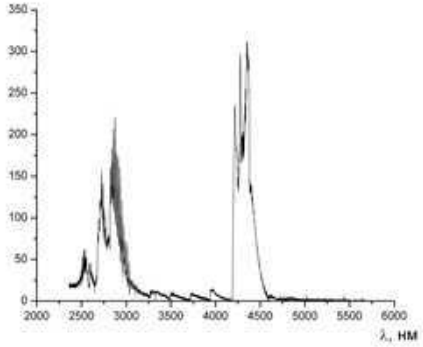
g)



h)



i)



j)

Рис.2 Спектры излучения АЧТ (кривая 1) и пламени (кривая 2), образующегося при горении a) пропан-бутановой смеси, b) бензина, c) керосина, d) дизельного топлива, e) хвои сосны, f) хвои кедра, g) сосновой древесины, h) березовой древесины, i) кедровой древесины, j) спирта.

Из анализа рис. 2 можно сделать вывод, что наиболее мощные линии излучения соответствуют основным продуктам горения – парам воды и углекислому газу. В случае горения других горючих материалов в спектре излучения пламени присутствует излучение разной интенсивности в диапазоне длин волн 3-4 мкм, обусловленное, в большей степени, излучением конденсированных продуктов горения (сажи и дыма), концентрация которых различна для разных видов горючих материалов.

Учитывая, что тепловизоры калибруются по излучению АЧТ, то сравнивая спектр излучения пламени и спектр излучения АЧТ для одной и той же максимальной температуры можно увидеть: что в диапазоне от 4 до 5 мкм в спектре излучения пламени присутствует излучение, превышающее по интенсивности излучение АЧТ. Из этого следует, что выбор узкого спектрального интервала в диапазоне 4,3-4,7 мкм не целесообразно для измерения температуры в пламени, т.к. в этом случае необходимо учитывать концентрации продуктов горения CO и CO_2 и учета их вклада в интегральное излучение пламени, за исключением горючих материалов:- керосина и дизельного топлива (см. рис.2 c и рис.2 d).

Для регистрации поля температуры в пламени наиболее предпочтительными являются узкие спектральные интервалы, находящиеся в диапазоне длин волн 2,5-3,0 мкм, т.к. в этом диапазоне интенсивность излучения пламени не превышает интенсивность излучения АЧТ для соответствующей температуры и при этом в спектральном интервале находятся достаточно мощные линии излучения с эффективным коэффициентом излучения близким к «1».

В случае, если стоит задача регистрации экранированных пламенем объектов и при этом не требуется регистрация температуры в пламени, то следует выбирать узкий спектральный интервал, лежащий в диапазоне длин волн 3,3-4,0 мкм.

ВЫВОД:

При исследовании процессов горения с применением методов ИК-диагностики необходимо:

1. Применять тепловизоры с рабочим диапазоном 2-5 мкм, с охлаждаемой матрицей и позволяющих производить запись с частотой не менее 40 кадров в секунду.
2. Для решения задачи по определению полей температуры в пламени необходимо применение узкополосных фильтров, в полосу пропускания которых будут попадать линии излучения продуктов горения, интенсивность которых не превышает интенсивность излучения АЧТ для максимальной температуры в пламени.
3. Для рассмотренных в данной статье видов горючих материалов целесообразно использовать спектральный интервал 2,5-3,0 мкм для определения полей температуры в пламени.
4. Для регистрации объектов, экранированных пламенем образованным при горении рассмотренных в статье горючих материалов, целесообразно использовать спектральный интервал 3,3-4,0 мкм. При использовании спектрального интервала 2,5-3,0 мкм излучение от пламени будет вносить значительный вклад в интегральную величину регистрируемого излучения.
5. Использование спектрального интервала 4,0-4,7 мкм нецелесообразно для измерения температуры, т.к. при этом необходимо будет учитывать концентрации CO и CO_2 и оценивать их вклад в интегральное излучение пламени.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 14-01-00211.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Лобода Е.Л., Рейно В.В. Влияние коэффициента излучения пламени на измерение температур ИК - методами при горении лесных и степных горючих материалов при различном влагосодержании. Частотный анализ изменения температуры // Оптика атмосферы и океана. 2011. № 11. С. 1002-1006.
2. Лобода Е.Л., Рейно В.В. Влияние коэффициента излучения пламени на измерение температур ИК - методами при горении лесных и степных горючих

материалов при различном влагосодержании. Частотный анализ изменения температуры // Оптика атмосферы и океана. 2011. № 11. С. 1002-1004.
3. W. Huang, K. Skadron, S. Gurumurthi, R.J. Ribando, M.R. “Stan Differentiating the Roles of IR Measurement and Simulation for Power and Temperature”, Aware Design Performance Analysis of Systems and Software. 2009. ISPASS 2009. IEEE International Symposium DOI: 10.1109/ISPASS.2009.4919624.
4. В.П. Вавилов Инфракрасная термография и тепловой контроль. – М.: ИД Спектр, 2009. 544 с.
5. J. Meléndez, J. M. Aranda, A. J. de Castro, F. López “Transient Infrared Temperature Measurements of Liquid-Fuel Surfaces: Results of Studies of Flames Spread Over Liquids”. Quantitative InfraRed Thermography Journal. 2006. Vol. 3, Issue 2, PP. 183-199.
6. W.T. Rawlins, W.G. Lawrence, W.J. Marinelli, M.G. “Allen Hyperspectral infrared imaging of flames using a spectrally scanning fabry-perot filter”, 2nd Joint Meeting of the U.S. Sections of the Combustion Institute. March 2001. Pp. 1-13.

Научный руководитель: Е.Л. Лобода, д.ф.–м.н., зав. кафедрой физической и вычислительной механики.

ТРОЙНОЕ ПРЕИМУЩЕСТВО ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ОКОН С ЭКРАНАМИ В СИСТЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ

Д.А. Лапатеев, Н.Н. Смирнов, А.А. Яблоков
Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина

Существующие Европейские и Российские нормы в области энергосбережения предъявляют высокие требования к годовому потреблению энергоресурсов [1] и, в частности, к коэффициенту сопротивления теплопередачи светопрозрачных конструкций. Так, законодательные органы Европейского союза устанавливают коэффициент сопротивления теплопередаче окон к 2020 году на уровне 1,67÷2,0 $м^{2}\cdot°С/Вт$, а Российские органы власти к 2016 году – на уровне 1,0 ÷ 1,05 $м^{2}\cdot°С/Вт$. Согласно Российским законам с 1 января 2020 года годовая удельная величина расхода энергетических ресурсов в зданиях, строениях и сооружениях должна уменьшиться на 40 % по отношению к базовому уровню.

Авторами [1] были разработаны и запатентованы конструкции окон с теплоотражающими экранами панельного, рулонного и жалюзийного типа, выполненные из металла, которые значительно снижают тепловые потери. Применение экранов целесообразно в тёмное время суток или в отсутствии людей. Применение экранов не только снижает тепловые трансмиссионные потери, но и позволяет понизить температуру воздуха при «дежурном» режиме отопления. Возникла потребность в создании системы автоматизации управления экранов в окнах, а также в методике по определению температуры воздуха при «дежурном» режиме отопления.

В сертифицированной климатической камере АНО «Ивановостройиспытания» были проведены исследования [1] по изучению влияния применения теплоотражающих экранов в окнах на повышение сопротивления теплопередаче окон и снижения тепловых потерь. В качестве контроля использовался двухкамерный стеклопакет формулой 4М1х10х4М1х10х4М1, а также стеклопакет формулой 4М1х10х4М1х10х4И с нанесением на стекло низкоэмиссионного покрытия.

Исходя из полученных данных (табл. 1) применение И-стекла (с низкоэмиссионным покрытием) дало увеличение сопротивления теплопередаче с 0,47 $м^{2.0}С/Вт$ до 0,61 $м^{2.0}С/Вт$ (на 29 %), а применение со стороны холодного отделения камеры дополнительно панели из двух металлических экранов, повысило сопротивление до 1,76 $м^{2.0}С/Вт$ (на 274% к контролю 1 или на 189 % к контролю 2).

Таблица 1. Данные испытаний теплоотражающих экранов в окнах с низкоэмиссионным покрытием

Вариант	Тепловой поток q, $Вт/м^2$	Температура на внутреннем стекле $t_w, {}^0С$	Приведенное сопротивление теплопередаче R, $м^2*{}^0С/Вт$	$R/R_{контроль1}$	$R/R_{Контроль2}$
Контроль 1 4М1х10х4М1х10х4М1	76,1	12,5	0,47	-	-
Контроль 2 4М1х10х4М1х10х4И (с покрытием)	58,9	14,15	0,61	1,29	-
2 экрана с холодной стороны	20,77	18,65	1,757	3,74	2,89

Действующие нормы СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» в холодный период года в помещениях отапливаемых зданий, когда они не используются и в нерабочее время, позволяют снижать температуру внутреннего воздуха ниже нормируемой. В понижении температуры воздуха во время дежурного режима отопления заложен большой энергосберегающий потенциал. В большой степени минимальная температура воздуха при применении дежурного режима отопления определяется исходя из условий недопущения образования конденсата на ограждающих поверхностях. Стоит отметить, что появление влаги на стеклах является не только эстетическим дефектом - в дальнейшем постоянное выпадение конденсата может привести к увлажнению конструкций, которое способно стать причиной образования грибка и плесени на подоконниках. Особое внимание следует уделить окнам с горизонтальным и наклонным расположением, а так же зенитным фонарям, так как согласно Свода правил СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» температура на внутренней поверхности должна быть не ниже температуры точки росы внутреннего воздуха.

Относительная влажность воздуха в помещении является нормируемой величиной (для общественно-административных и жилых – от 30 до 65 %), и именно от влажности воздуха, сопротивления теплопередаче окна, температуры наружного воздуха и зависит температура точки росы на внутреннем остеклении, а значит и минимальная температура воздуха при дежурном режиме отопления (при известном коэффициенте теплоотдачи на внутренней поверхности окна).

Как показали расчёты и опытные данные (табл. 1) при применении в окнах теплоотражающих экранов, установленных снаружи, увеличивается сопротивление теплопередачи до 1,76 $м^{2.0}С/Вт$ и значительно повышается температура на внутреннем стекле, следовательно мы можем дополнительно понизить температуру воздуха внутри помещения (в зависимости от влажности внутри помещения) во время отсутствия людей.

Нам было интересно выяснить каким образом можно определить значение температуры $t_o^{вн}$ (рис. 1) до которой система автоматизации сможет понизить температуру воздуха при дежурном режиме отопления при условии недопущения выпадения конденсата на внутренней поверхности стекла окна с повышенными теплозащитными свойствами (с применением теплоотражающих экранов).

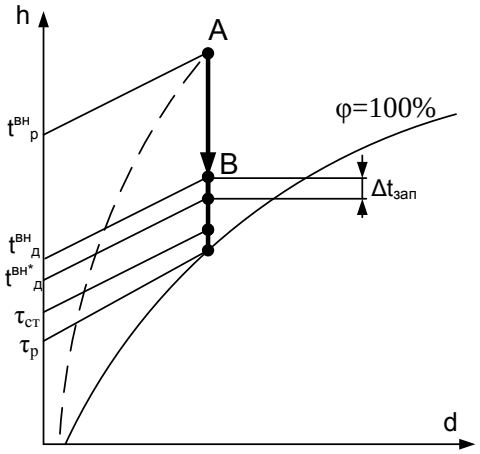


Рис. 1. К определению температуры воздуха при дежурном режиме отопления

После проведения необходимых подстановок и преобразований было получено, что данную температуру можно определить как:

$$t_{д}^{вн} = \frac{\tau_p \cdot \alpha_{вн} \cdot R_{окна} - t_н}{\alpha_{вн} \cdot R_{окна} - 1} + \Delta t_{зап} \qquad (1)$$

где τ_p - температура точки росы при параметрах воздуха в рабочее время, ^{0}C; $\alpha_{вн}$ - коэффициент теплоотдачи от внутреннего воздуха к стеклу, принимаем 8,7 Вт /м$^{2.0}$C; $R_{окна}$ - приведенное сопротивление теплопередаче светопрозрачной зоны окна, м$^{2.0}$C /Вт; $t_н$ - температура наружного воздуха, ^{0}C; $\Delta t_{зап}$ - температурный запас по недопущению конденсации (принимаем в 1 ^{0}C). Температуру точки росы воздуха, находящегося в помещении в рабочее время, определяем по формуле Магнуса-Тетенса [2].

Моделировалось изменение приведенного сопротивления светопрозрачной части окна R от 0,5 до полученных в результате эксперимента 1,757 м^2*^{0}C/Вт, температура наружного воздуха $t_н$ задавалась от минус 10 до минус 30 ^{0}C, температура воздуха в рабочее время фиксировалась на уровне 20 ^{0}C. Расчёт был произведён для относительной влажности φ, равной 35 и 50 %.

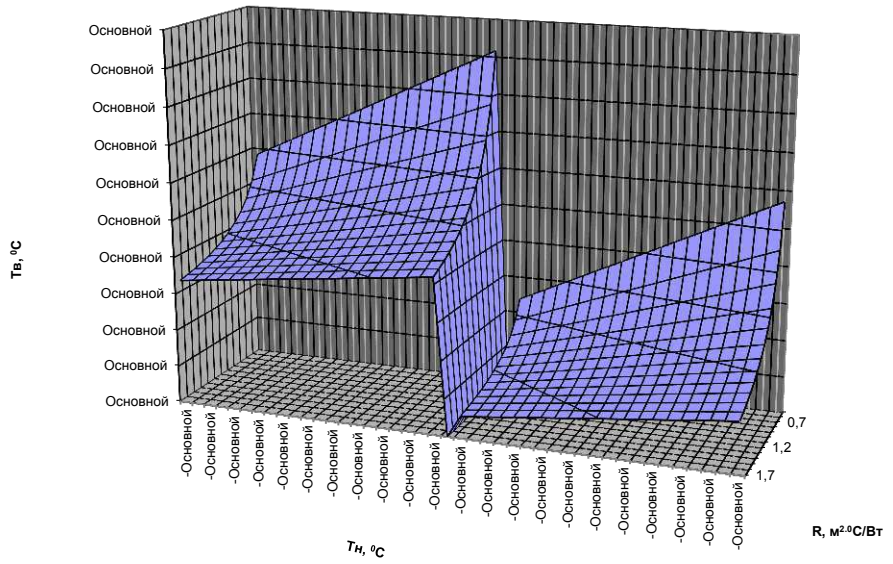


Рис. 2. Зависимость изменения минимально-допустимой температуры воздуха $T_в$ при дежурном режиме отопления от R и $t_н$. Левая половина графика - при φ=50 %, правая – при φ=35 %.

Как и следовало ожидать (см. рис. 2) $t_{\partial}^{вн}$ будет значительно выше при более высокой влажности внутри помещения. Применение экранов также даёт значительный эффект. Так, из расчётов следует, что при относительной влажности 35 %, наружной температуре в минус 30 ^{0}C и использовании окон с И-стеклом и двумя теплоотражающими экранами, минимально-допустимая температура воздуха при дежурном отоплении уменьшится с 16,4 до 7,8 ^{0}C относительно контроля 1, то есть более чем на 8 ^{0}C, а при относительной влажности 50 % разница в температурах составит более 10 ^{0}C.

Авторами также была запатентована конструкция панели из теплоотражающих экранов с применением с наружной стороны солнечной батареи, состоящей, например, из тонкопленочных фотоэлементов. Использование солнечной батареи позволяет вырабатывать электрическую энергию, обеспечивающую не только автономную работу окна с теплоотражающими экранами, но и частично (или полностью) покрывающую электрическую нагрузку потребителя, а также подаваемую во внешнюю электрическую сеть.

Получаем, что при применении окон с теплоотражающими экранами и солнечной батареей наблюдается тройной энергетический эффект: в отопительный период уменьшаются теплопотери за счёт увеличения сопротивления окна, снижаются затраты теплоты на нагрев помещения за счёт понижения температуры воздуха внутри помещения, а также происходит выработка электрической энергии.

Авторами, принимая во внимание последние инновации в области регулирования теплового режима здания с учётом быстрых и медленных тепловых потерь через наружные ограждающие конструкции, также была разработана и запатентована автоматизированная система регулирования теплоснабжения зданий с применением экранов (рис. 3).

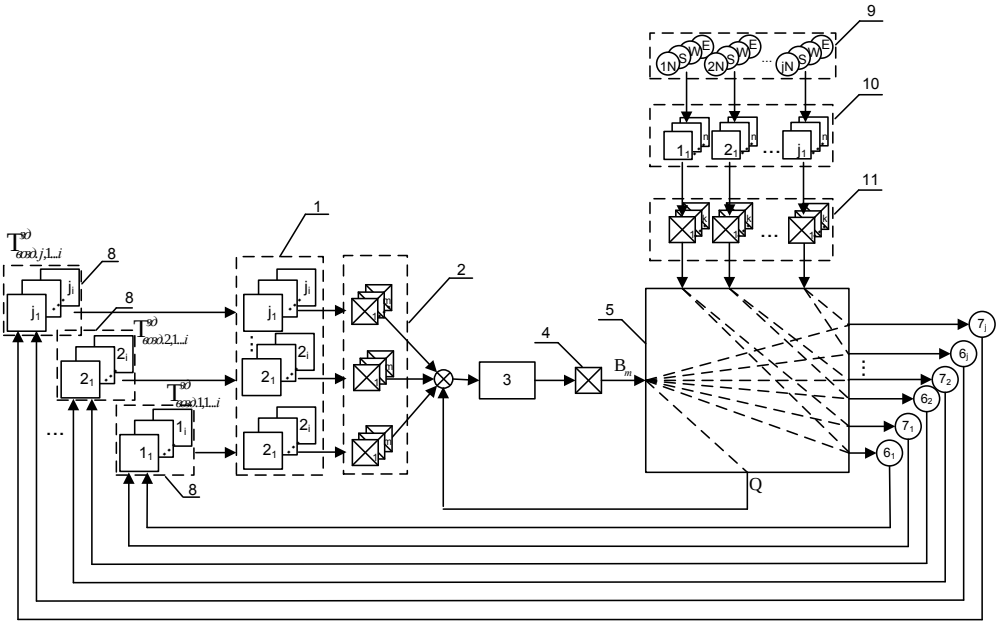


Рис. 3. Автоматизированная система регулирования теплоснабжением зданий с применением теплоотражающих экранов: 1 – регуляторы температуры воздуха в помещениях; 2 – регулирующие клапаны отопительных приборов; 3 – регулятор расхода топлива на котел; 4 – регулирующий орган подачи топлива на котел; 5 – объект управления; 6 – датчики температуры воздуха в помещениях; 7 – датчики влажности в помещениях; 8 – блоки расчета температуры воздуха дежурного отопления; 9 – датчики наружной освещенности; 10 – регуляторы положения теплоотражающих экранов; 11 – электроприводы теплоотражающих экранов;1…i – номер помещения/комнаты; 1…j – номер здания; 1…n – номер регулятора положения теплоотражающих экранов; 1…k – номер электропривода теплоотражающих экранов; 1…m – номер регулирующего клапана отопительного прибора, N, S, W, E – северный, южный, западный и восточный фасады здания, соответственно.

Данная система поддерживает оптимальную (заданную или рассчитываемую) температуру в жилых или производственных помещениях. Теплоотражающие экраны оконных блоков опускаются в темное время суток и во время отсутствия людей в помещениях по заданному графику или сигналу от датчиков наружной освещенности в зависимости от выбранного алгоритма управления. Сигнал по уровню освещенности снаружи здания поступает от датчиков наружной освещенности, расположенных пофасадно. При опускании теплоотражающих экранов уменьшаются тепловые потери через оконные проемы, увеличивается температура внутри помещения, что позволяет уменьшить расход топлива на отопление.

Разработанная система позволяет поддерживать различную температуру воздуха во всех помещениях здания за счет регулирования расхода теплоносителя в отопительный прибор. Изменение же расхода топлива в котел влияет на изменение температуры воздуха во всех помещениях. Расход топлива соответствует максимально заданной температуре воздуха в здании.

Система регулирования для промышленных зданий дополнительно реализует дежурный режим отопления, при котором задаваемая температура воздуха внутри помещения рассчитывается по формуле (1).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование разработанных конструкций окон с теплоотражающими экранами и солнечными батареями, а также схем автоматизации работы систем теплоснабжения поможет значительно снизить потребление ТЭР как в ЖКХ, так и в промышленном секторе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бомон С., Хольтсвейлер Э., Захаров В.М., Смирнов Н.Н., Яблоков А.А., Лапатеев Д.А. Разработка и испытание автоматизированных окон с теплоотражающими экранами, отвечающих Российским и Европейским требованиям в области энергосбережения. // Вестник ИГЭУ. – 2013. – №5. –13-24.
2. A.W.T. Barenburg. Psychrometry and Psychrometric Charts, third edition, Cape and Transvaal Printers Ltd., Cape Town, S.A., 1974.

Научный руководитель: В.М. Захаров, к.т.н., профессор кафедры промышленной теплоэнергетики ИГЭУ.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТЕПЛООБМЕНА ПРИ СТРУЙНОМ НАГРЕВЕ АЛЮМИНИЕВОГО РУЛОНА ГОРЯЧИМ ВОЗДУХОМ

А.С. Горшенин, В.Е. Кривошеев
Самарский государственный технический университет, Теплоэнергетический факультет, кафедра «Промышленная теплоэнергетика»

При непрерывном литье алюминиевой ленты происходит образование неоднородной структуры металла, т.е. дендритной ликвации, появлению микропор, трещин [1]. Для устранения таких дефектов, ухудшающих качество слитков, проводят термическую обработку, одним из видов которой является отжиг. Исследование теплообмена при отжиге круглых алюминиевых слитков подробно описано в [2]. Помимо круглых слитков в качестве алюминиевого полуфабриката используется также лента, которую также подвергают отжигу. В связи с этим возникает необходимость подробно изучить теплообмен при термообработке алюминиевой ленты. Для исследования процесса теплообмена прежде всего необходимо получить математическую модель теплообмена между алюминиевым рулоном и горячим воздухом.

Сформулируем физическую постановку задачи теплообмена в системе горячий воздух – алюминиевый рулон.

В печи происходит термическая обработка садки - алюминиевой ленты, скрученной в рулон, из литейной машины. Термическая обработка – нагрев для отжига (гомогенизации), температура процесса - $600^0 C$. Подвод теплоты происходит струями горячего воздуха в два боковых торца рулона. Следствием данной физической постановки задачи являются следующие допущения:

1. на торцах рулона происходит равномерный нагрев конвекцией,
2. нагрев листов рулона происходит теплопроводностью вдоль оси рулона,
3. передача теплоты происходит вдоль рулона, по радиусу рулона теплота не передается из – за термических сопротивлений.

Сформулируем математическую постановку задачи.

Лист рулона можно представить пластиной в прямоугольных координатах. Примем следующие условные обозначения: t_B - температура горячего воздуха, ^0C, t - температура алюминиевого листа, ^0C, τ - время нагрева, $ч$, l - ширина рулона, $м$. Лист омывается горячим воздухом с температурой $t_B, ^0C$ с постоянной скоростью $W, м/с$. Теплота q равномерно подводится по всему торцу листа. В процессе нагрева температура листа алюминия изменяется от начальной t_0 до конечной температуры t.

Расчетная схема теплообмена к постановке задачи теплообмена в системе горячий воздух – алюминиевый рулон представлена на рис. 1.

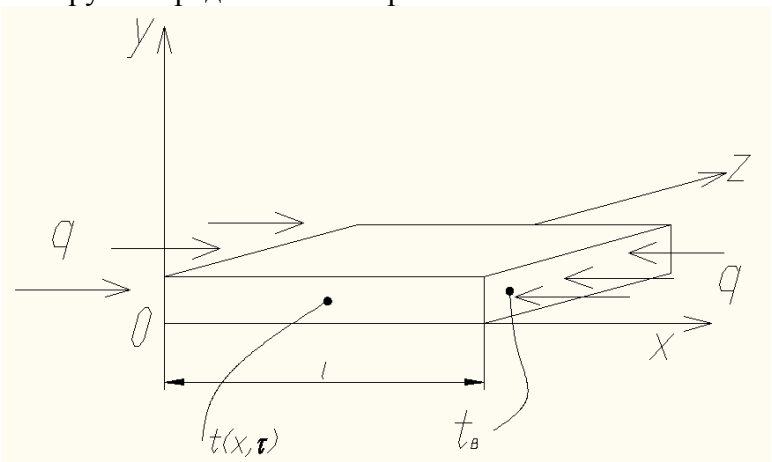


Рис. 1. Расчетная схема теплообмена к постановке задачи в системе горячий воздух – алюминиевый рулон.

Анализ расчетной схемы показывает, что температура листа изменяется только по координате X. Так как горячий воздух равномерно омывает торцы листа, изменения температуры по координате Z нет, т.е. $t \neq f(Z)$. По координате Y изменения температуры так же нет $t \neq f(Y)$, так как тело термически тонкое. Таким образом, температура листа изменяется только по оси рулона $t = f(X)$. Нагрев рулона нестационарный, т.е. $t = f(X, \tau)$. Нагрев происходит горячим воздухом с постоянной температурой $t_B = \text{const}$.

В начальный момент времени нагрева $\tau = 0$ температура рулона t, являющаяся функцией координаты X и времени нагрева τ, принимает значение t_0, $t = f(X, \tau) = f(X) = t_0$.

Все это позволяет сформулировать постановку задачи теплообмена в системе горячий воздух – алюминиевый рулон. Постановка задачи включает описание процесса, расчетную схему теплообмена (рис. 1), дифференциальное уравнение теплопроводности, начальные и граничные (1) условия:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial \mathrm{t}}{\partial \tau} = \mathrm{a}\dfrac{\partial^2 \mathrm{t}}{\partial \mathrm{x}^2} \\ \mathrm{t}\big|_{\mathrm{x}=0} = \mathrm{t}_B \\ \mathrm{t}\big|_{\mathrm{x}=\mathrm{l}} = \mathrm{t}_B \\ \mathrm{t}\big|_{\tau=0} = \mathrm{t}_0 \end{cases} \quad (1)$$

Для более компактной записи, удобной для дальнейшего математического анализа, перейдем к безразмерным переменным. В данном случае в процессе нагрева переменными величинами являются время τ, координата X, температура алюминиевого листа t. Безразмерной переменной, характеризующей время нагрева, является критерий Фурье $\mathrm{Fo} = \dfrac{\mathrm{a}\cdot\tau}{\mathrm{l}^2}$, где a - коэффициент температуропроводности; τ - время нагрева, $ч$; l - ширина рулона, $м$. Безразмерная координата запишется выражением $\bar{\mathrm{x}} = \dfrac{\mathrm{x}}{\mathrm{l}}$, где x - продольная координата.Температуру в безразмерном виде запишем как $\mathrm{T} = \dfrac{\mathrm{t}_B - \mathrm{t}}{\mathrm{t}_B - \mathrm{t}_0}$.

Проведенные преобразования позволяют записать постановку задачи нагрева алюминиевой пластины в безразмерной форме

$$\begin{cases} \dfrac{\partial T(\bar{\mathrm{x}}, \mathrm{Fo})}{\partial \mathrm{Fo}} = \dfrac{\partial^2 \mathrm{T}(\bar{\mathrm{x}}, \mathrm{Fo})}{\partial \bar{\mathrm{x}}^2} \\ \mathrm{T}\big|_{\bar{\mathrm{x}}=0} = 0 \\ \mathrm{T}\big|_{\bar{\mathrm{x}}=1} = 0 \\ \mathrm{T}\big|_{\mathrm{Fo}=0} = 1 \end{cases} \quad (2)$$

Поскольку поставленная задача имеет нулевые, т.е. однородные граничные условия, это позволяет использовать для ее решения метод Фурье. Используя данный метод, проведя математические преобразования, окончательно решение задачи прогрева алюминиевого листа имеет вид

$$\mathrm{t} = \mathrm{t}_B - (\mathrm{t}_B - \mathrm{t}_0) 2 \sum_{\mathrm{k}=1}^{\infty} \frac{(1 - \cos \mathrm{k}\pi)}{\mathrm{k}\pi} \sin(\mathrm{k}\pi \bar{\mathrm{x}}) \exp^{-(\mathrm{k}\pi)^2 \mathrm{Fo}}, \quad (3)$$

где $\mathrm{k} = 1, 5, 9, ..., \infty$.

Полученная математическая модель в системе горячий воздух – алюминиевый рулон позволяет исследовать теплообмен при нагреве ленты при термообработке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Одинцов М.В. Анализ процесса литья алюминия в кристаллизаторе с подвижным дном// Технические науки: проблемы и перспективы: материалы междунар. заоч. науч. конф. - 2011. №1 - 126-129.
2. Горшенин А.С. Совершенствование процесса охлаждения алюминиевых слитков воздухом на основе моделирования регулируемого конвективного теплообмена: дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук/ Самарский государственный технический университет. Самара, 2013. 151 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ЖИДКОПОРШНЕВОГО ПУЗЫРЬКОВОГО НАСОСА

А.Д. Никитин
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», Уральский энергетический институт, кафедра «Атомные станции и возобновляемые источники энергии»

Известны следующие режимы кипения в каналах: пузырьковый, снарядный, кольцевой и дисперсный [1]. Паровые снаряды, образующиеся при снарядном режиме кипения, представляют собой сжимаемые объемы, которые вызывают пульсации потока внутри трубы, даже если на входе в канал поток стационарный [1]. Импульсы давления, возникающие при образовании паровых снарядов, оказывают отрицательный эффект на оборудование, так как приводят к его вибрациям и разрушению.

Однако возможно использование импульсов давления для совершения полезной работы. Жидкопоршневой пузырьковый насос использует энергию паровых снарядов для перекачивания жидкости. Паровые снаряды образуются при подводе к жидкости тепловой энергии, следовательно, жидкопоршневой пузырьковый насос осуществляет прямое преобразование тепловой энергии в полезную работу по перекачиванию жидкости.

Схема экспериментальной установки для исследования работы жидкопоршневого пузырькового насоса изображена на рисунке 1.

Принцип действия установки следующий. При подводе теплоты к жидкости, находящейся в нижней части стеклянной трубки 8, в ней образуются крупные пузыри пара. В момент образования пузыря давление в трубке повышается, обратный клапан 7 открывается, и часть жидкости, равная объему образовавшегося пузыря, выталкивается в напорную линию. При этом впускной клапан 6 закрыт во избежание выталкивания жидкости в емкость 5. Так как плотность пара меньше плотности жидкости, то пузырь всплывает в верхнюю часть трубки, где происходит его конденсация и отвод теплоты через стенки трубки в окружающую среду. При этом давление снижается, выпускной клапан 7 закрывается, впускной клапан 6 открывается и происходит всасывание новой порции жидкости из емкости 5.

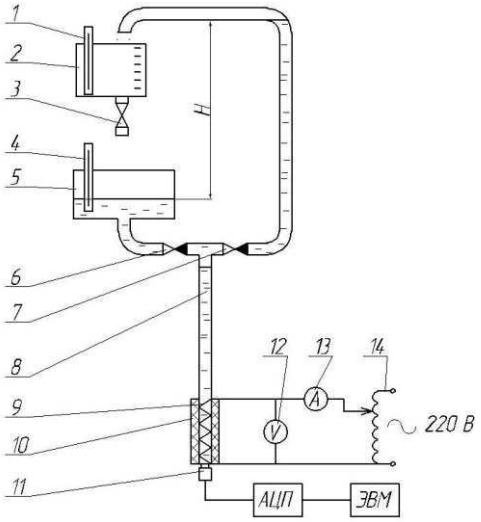


Рис. 1. Схема экспериментальной установки для исследования жидкопоршневого пузырькового насоса:
H – высота, на которую закачивается жидкость (напор, создаваемый насосом); 1,4 – термометры; 2 – емкость с рисками для измерения объема; 3 – сливной кран; 5 – емкость с водой; 6,7 – обратные клапаны; 8 – стеклянная трубка; 9 – спираль для нагрева; 10 – тепловая изоляция; 11 – заглушка; 12 –вольтметр; 13 – амперметр; 14 – автотрансформатор

Подвод теплоты осуществляется за счет нагрева спирали 9, обмотанной вокруг трубки, при протекании по спирали электрического тока. Подводимая электрическая мощность измеряется с помощью амперметра 13 и вольтметра 12; для регулирования мощности используется автотрансформатор 14.

Температура жидкости на входе в насос измеряется термометром 4, на выходе из насоса – термометром 1. Напор, создаваемый насосом, равен расстоянию между уровнем всасываемой жидкости и верхним изгибом напорной линии. Расход перекачиваемой жидкости G измерялся с помощью емкости 2: засекалось время, за которое набирался некоторый объем жидкости.

Условием работы жидкопоршневого пузырькового насоса является образование отдельных крупных пузырей пара, которые вызывают значительные перепады давления. Если пузыри будут небольшими и многочисленными, то значительных перепадов давления не будет, так как при образовании пузырей в нижней части трубки одновременно будет идти конденсация пузырей в верхней части трубки, и суммарный объем паровой фазы будет постоянным. Отдельные крупные пузыри образуются при кипении в стесненных условиях. Под стесненными условиями в данном случае понимаются такие условия, в которых не развита естественная конвекция; эти условия достигаются, в частности, при кипении в узких вертикальных трубках [2]. В экспериментальной установке использовалась трубка с внутренним диаметром 12 мм.

В качестве перекачиваемой жидкости при исследовании работы жидкопоршневого пузырькового насоса использовалась недистиллированная вода. Исследовалась работа насоса при различных значениях высоты подъема воды H, подводимой мощности N, температуры воды на входе в насос $t_{вх}$ и различных длинах трубки.

В результате экспериментальных испытаний получены характеристики насоса – зависимости расхода перекачиваемой воды Got высоты подъема воды H, подводимой мощности N и температуры воды на входе в насос $t_{вх}$. На рисунках 2 – 4 изображены характеристики насоса при длине трубки 95 см. На рисунках 5 – 7 изображены характеристики насоса при длине трубки 65 см.

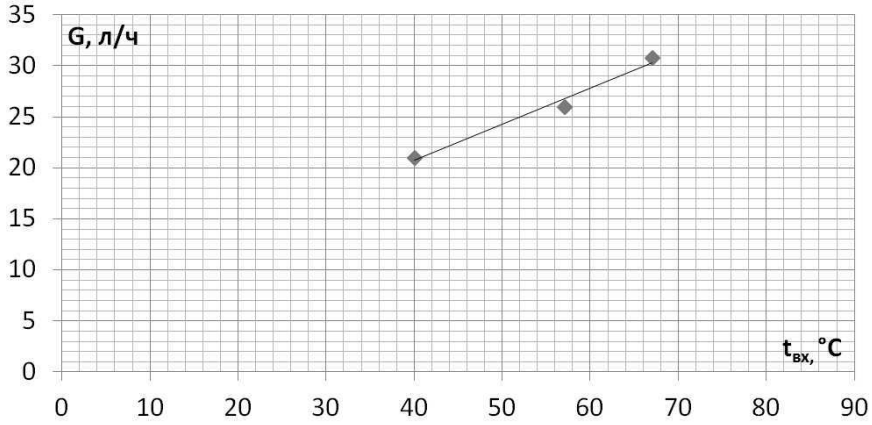


Рис. 2. Зависимость расхода воды от температуры воды на входе в насос при N=300 Вт, *H*=15 см, длина трубки 95 см

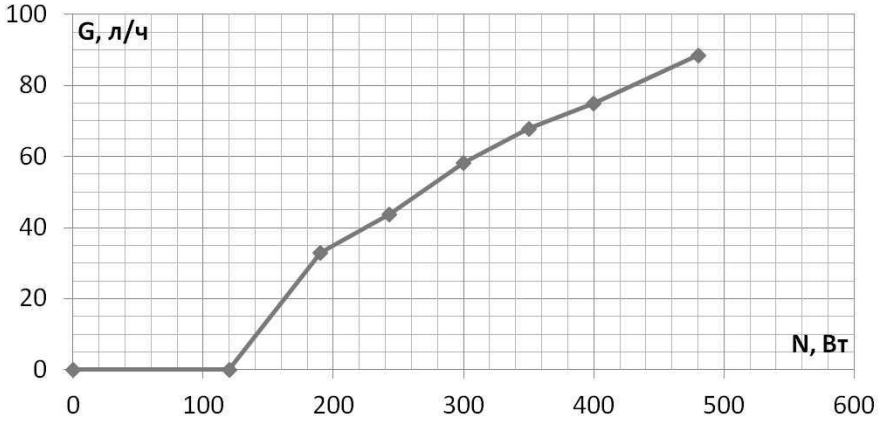


Рис. 3. Зависимость расхода воды от мощности при *H*=15 см и $t_{вх}$=40°C, длина трубки 95 см

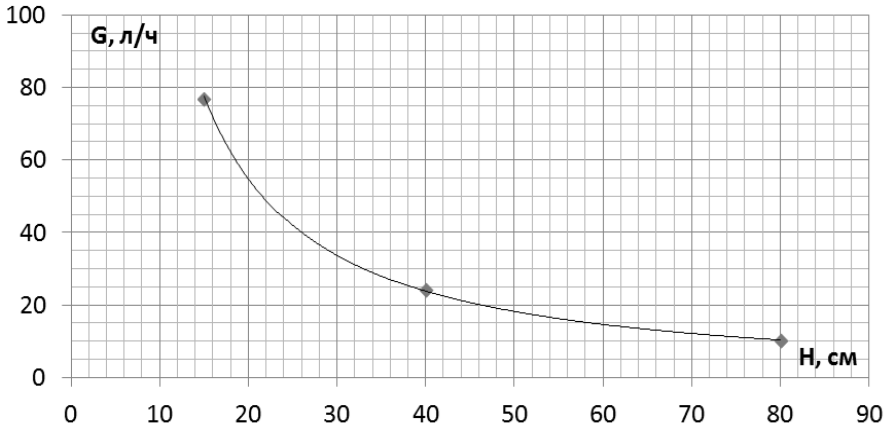


Рис. 4. Зависимость расхода воды от высоты подъема при N=350 Вт и $t_{вх}$=40°C, длина трубки 95 см

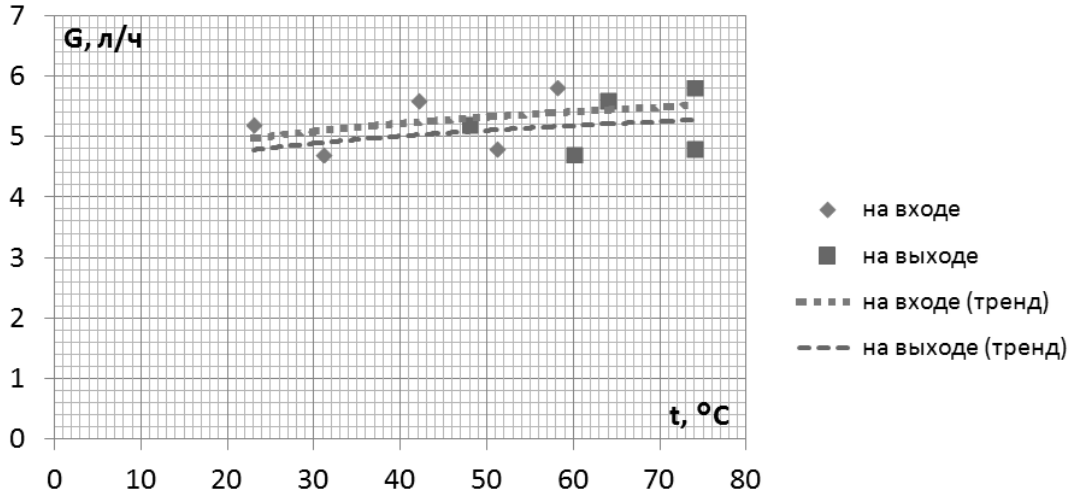


Рис. 5. Зависимость расхода воды от температур на входе в насос и на выходе из него при N=300 Вт, *H*=50 см, длина трубки 65 см

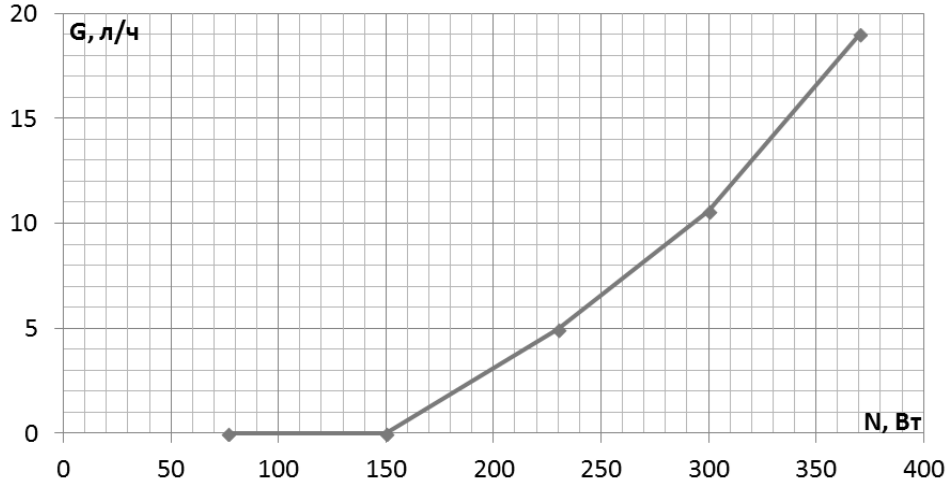


Рис.6. Зависимость расхода воды от высоты при различных мощностях, $t_{вх}$=40°С, длина трубки 65 см

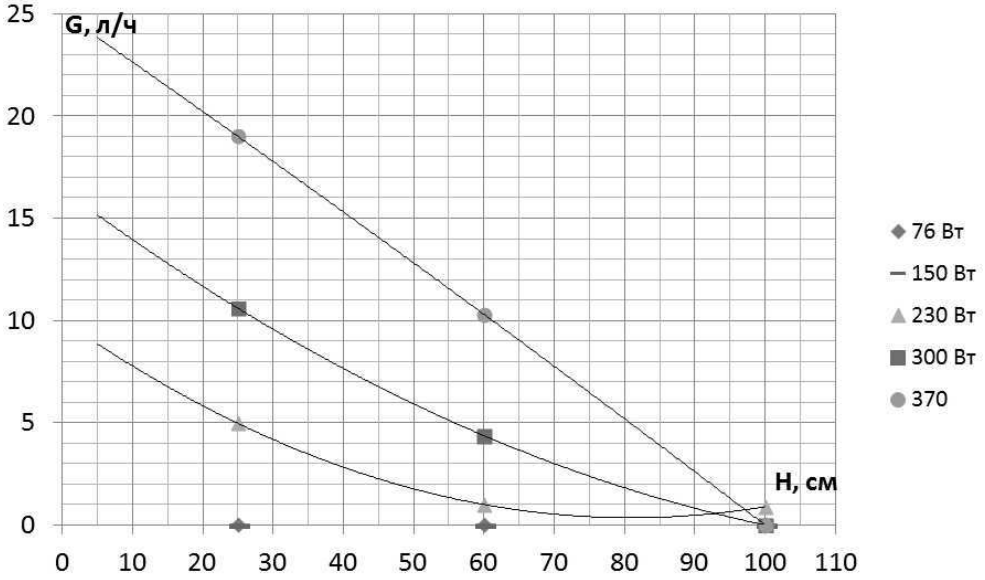


Рис.7. Зависимость расхода воды от мощности при Н=25см и $t_{вх}$=40°С, длина трубки 65 см

Из анализа рисунков 2 – 7 сделаны следующие выводы о работе жидкопоршневого пузырькового насоса:

1. Для всех испытанных трубок характер зависимостей расхода перекачиваемой воды от подводимой мощности, температуры воды на входе и высоты подъема воды одинаковый.
2. Расход перекачиваемой воды пропорционален длине трубки насоса.
3. Расход перекачиваемой воды прямо пропорционален подводимой мощности, причем эта зависимость нелинейная.
4. Расход перекачиваемой воды обратно пропорционален высоте подъема воды.

Таким образом, проведены экспериментальные исследования работы жидкопоршневого пузырькового насоса. Насос показал устойчивую работоспособность. Главным достоинством жидкопоршневого пузырькового насоса является прямое преобразование тепловой энергии в полезную работу по перекачиванию жидкости. Недостатком насоса является низкий коэффициент полезного действия из-за значительных тепловых потерь (потери на нагрев перекачиваемой воды, потери в напорной линии).

Жидкопоршневой пузырьковый насос может применяться в различных областях техники, где необходимо перекачивание жидкости и существует большое количество

сбросной тепловой энергии. При использовании сбросной теплоты повышается энергоэффективность технологического процесса.

Можно выделить три основных направления применения жидкопоршневого пузырькового насоса. Во-первых, использование в качестве циркуляционного насоса в системах отопления небольших домов (коттеджей). Во-вторых, применение в качестве циркуляционного насоса в системах охлаждения. При этом источником теплоты для работы насоса будет охлаждаемое устройство. И, в-третьих, использование вместо электрического насоса абсорбционной холодильной машины. В результате отпадает необходимость в электрической энергии и получается холодильная установка, работающая только за счет тепловой энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Крейт Ф., Блэк У. Основы теплопередачи: пер. с англ. М.: Мир, 1983. С. 447–455.
2. Стариков Е.В. К вопросу о параметрах гиперснарядного режима кипения жидкостей в стесненных условиях // Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: сборник материалов всероссийской студенческой олимпиады, научно-практической конференции с международным участием и выставки работ студентов, аспирантов и молодых ученых 18-21 декабря 2012 г. Екатеринбург: УрФУ, 2012. С.173–175.

Научный руководитель: Е.В. Стариков, к.т.н., доцент кафедры атомные станции и возобновляемые источники энергии УралЭНИН УрФУ.

TEMPERATURE OF A SOLID UNDER THE INFLUENCE OF HEAT RADIATION OF HIGH INTENSITY

D.K. Baktybaeva, V.E.Yukhnov
Tomsk Polytechnic University, Institute of Power Engineering, Department of Theoretical and Industrial Heat Systems Engineering

The study of the nature of radiant heat is one of the young branches of physics. Broad scientific interest, to the study of the invisible heat rays, is associated with early changes in the metallurgical and chemical production of European industrialization.The use of steam engines and the associated interest in thermal phenomena contributed to the development of the doctrine of the heat.

For the first time the concept of thermal radiation is referred to Swedish chemist Carl C. Scheele in its Chemical treatise on air and fire (1777e.o.) on the basis of many observations. In 1779, in proceedings of Pyrometry, German mathematician and physicist Johann G. Lambert, have been described experiments, consistent with observations Scheele and for the first time experimentally proved that heat rays propagate rectilinearly, and their intensity decreases inversely to the square of the distance. In 1790, the experiments continued mark O. Pictet, the experiments which were of great importance to determine the nature of radiant heat and the further development of her theory.

It is now known that the thermal radiation is electromagnetic radiation emitted by the substance and emerging due to the energy of thermal motion of atoms and molecules, is one of the modes of transmission of heat energy, along with such species as the thermal conductivity and convection.

Recently, the importance of the study of thermal radiation connected with natural and techno genic processes, for example, fire risk assessment and the prevention of such emergencies [1, 2]. Open fire is a source of thermal radiation of high intensity. This flow of heat radiation significantly

affects the rate of spread of fire. As a rule, in view of substantial economic costs, such studies are carried out on numerical models. Therefore, to obtain reliable experimental data in the study of heat sources, open flame of the surrounding objects is an important practical task.

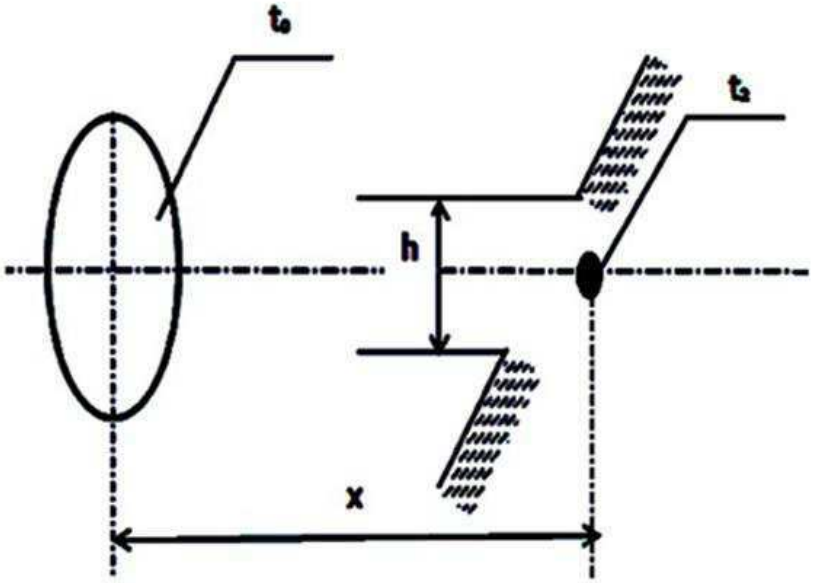
The aim of the present work is an experimental study of the effect of distance from the source to the density of thermal radiation $130 \cdot 10^3$ W/m^2 on the temperature of the sample.

The research task is the measurement of the temperature of the sample at different distances from the source of thermal radiation, as well as the definition of the analytical dependence of the temperature of the sample at different distances from the source of thermal radiation.

A scheme of the experimental area setup on which the research was conducted in accordance with figure 1.The installation consists of a source of thermal radiation (T_0), sample with temperature sensor (T_2), two sliding screens, and meter distance from the source of thermal radiation to the sample with temperature sensor.

A source of thermal radiation was the flame of the burner, placed in the flame of a thermoelectric transducer for temperature measurement.

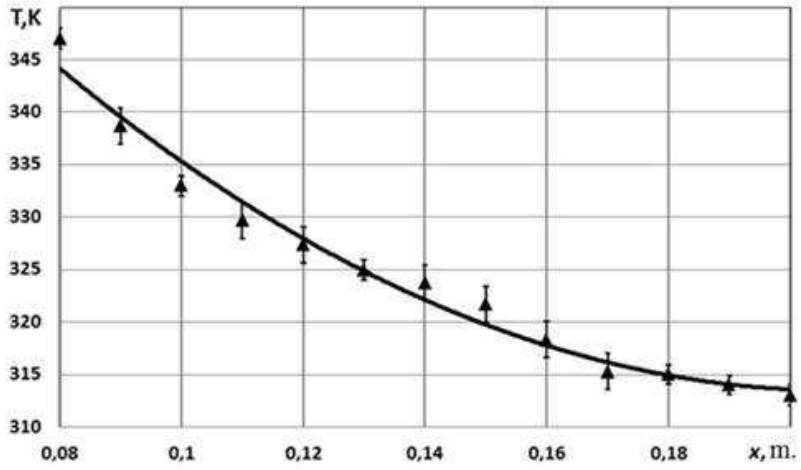
Distance x between the source of thermal radiation and the irradiated sample is changed from $8 \cdot 10^{-2}$ m to $20 \cdot 10^{-2}$ m. Measuring the steady-state temperature of the sample T_2 was conducted at an average temperature of the source of thermal radiation is equal to T_0 =1233,15K.



Scheme of the experimental setup: T_2 - is the temperature of the sample, x - is the distance from the source to the sensor ,h - is the distance between the screens, T_0 - is the temperature of the source

Fig. 1.

Part of the flow of thermal radiation incident on the sample was cut two screens with a gap width $h=0{,}5 \cdot 10^{-2}$ m. Each measurement was performed three times. The results of statistical data processing with regard to the detection and elimination of gross errors (promahov) [3, 4] received in accordance with figure 2.



The dependence of the sample temperature T_2 of the distance x when h = $0{,}5 \cdot 10^{-2}$ m.

Fig.2.

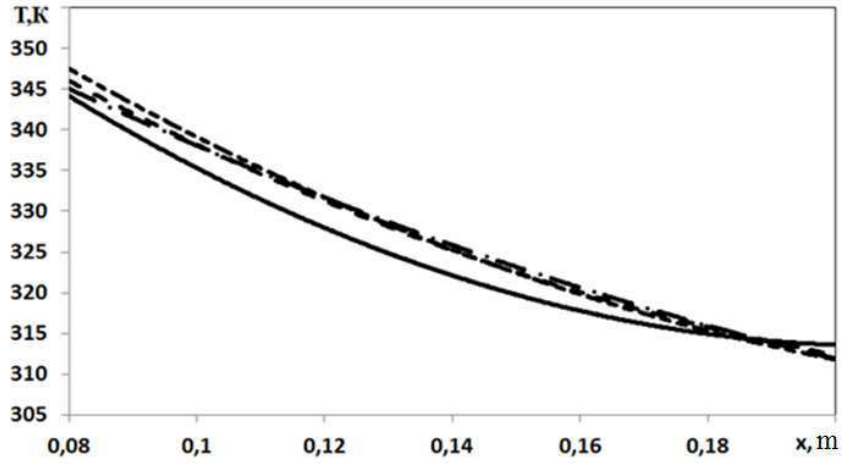
In accordance with figure 2, the results showed that with increasing distance x between the source of thermal radiation and the sample, the temperature decreases.

Experimental data of the dependence of the sample temperature on the distance from the source of thermal radiation, in accordance with figure 2, the approximated power-law dependence

$$T_2(x) = ax^b, \text{ K},$$

where the coefficients a=2,7461; b=−0,648. The approximation error does not exceed 0,5 %.

To clarify the influence of the width of the gap between the screens on the temperature of the irradiated sample held four experience. Obtained different results, in accordance with figure 3, four approximations of the experimental data of the temperature of the irradiated sample with different width of the gap between the screens h from $0{,}5 \cdot 10^{-2}$ to $8 \cdot 10^{-2}$ m. It was found that by increasing the width of the gap between screens h from $2 \cdot 10^{-2}$ to $8 \cdot 10^{-2}$ m. leads to an increase in temperature of the sample is not more than 6 % compared with the temperature of the sample T_2 if the width of the gap between the screens h=$0{,}5 \cdot 10^{-2}$ m., which is comparable to the measurement error.



A generalized graph of sample temperature on the distance x when $h \cdot 10^2$=0,5, 2,4,8 m.

Fig. 3.

Conclusion. The study and experimental data on the dependence of the temperature of the irradiated sample distance x to the source of thermal radiation, in the range of from $8 \cdot 10^{-2}$ to $20 \cdot 10^{-2}$ m. when the temperature of the source of thermal radiation is equal to 1233,15 K.

REFERENCES

1. Valendik E.N., CBS IV Thermal radiation from forest fires and the potential impact on the forest // Coniferous boreal. 2008. T. 25. № 1-2. p. 88-92.
2. URL: http://forum.vashdom.ru/threads/otopit-zagorodnyj-dom.35246/page-6 l (date of access: 18.04.2014).
3. Kravchenko HP, Ruvinskaya OG Methods of processing the results of measurements and evaluation of errors in the teaching laboratory: a manual. Tomsk: Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2011. 88 p.
4. Kakunin VA Statistical processing of data with a small number of experiments // Ukrainian biochemical journal. 1975. T. 47. № 6. C. 776-790.

Supervisor: V.E. Yukhnov, k.t.s., assistant Professor Department of Theoretical and Industrial Heat Systems Engineering, Tomsk Polytechnic University.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПАРОСНАБЖЕНИЯ

Д.В. Терёшина

Дальневосточный федеральный университет, инженерная школа, направление - теплоэнергетика и теплотехника

Одними из наиболее ярких примеров нерационального использования органического топлива на объектах промышленной теплоэнергетики являются потери тепловой энергии в системах технологического пароснабжения. В целом, данные потери могут составлять до 50% от общей вырабатываемой тепловой энергии теплоисточника.

Объектом анализа по повышнию энергетической эффективности систем технологического пароснабжения выбрана котельная № 3 филиала «Приморский» ОАО «Оборонэнерго». Назначение – выработка пара на нужды производственных объектов и кораблей ВМФ. На основании данных [1] в таблице 1 представлена информация о количестве потребляемой тепловой энергии с разбивкой по месяцам

Таблица 1. Потребление тепловой энергии

Потребитель	Коли чество	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
БПК	2	332,41	313,62	267,14	179,13	48,79	74,85	210,09	276,34	1702,39
ПЖК	1	58,66	55,35	47,14	31,61	8,61	13,21	37,07	48,77	300,41
Эсминец	2	351,96	332,06	282,86	189,67	51,66	79,26	222,45	292,60	1802,51
Варяг	1	244,42	230,60	196,44	131,71	35,87	55,04	154,49	203,19	1251,75
Здан (штаб, КПП)	2	58,66	55,35	47,14	31,61	8,61	13,21	37,07	48,77	300,41
Всего		1046,11	986,97	840,71	563,74	153,54	235,57	661,17	869,67	5357,48

Годовая выработка тепловой энергии – 5357.48 Гкал.

Для обеспечения необходимой потребности в тепловой энергии на рассматриваемой котельной установлено следующее оборудование:

- паровые котлы, в количестве 2 шт., маркой DL-Z-600 работающие на топливе судовом (маловязком). Технические характеристики котлов: $P_{разреш}$ = 10 кгс/см^2, t=183°С, $\eta_{кпд}$ ≈ 84,5, Q=3,42Гкал/ч (6,0 пар/ч);

- деаэратор БДА-8, объем бака 8м^3;

- теплообменник пароводяной, предназначенный для подогрева питательной воды на входе в деаэратор;

- система пароснабжения – незамкнутая, вид прокладки: в одну нитку, подземный в непроходных лотках.

Протяженность подающей линии пароснабжения:

1 = 27,5 м., диаметр трубопроводов 100 мм;

1 = 247 км. – 200 мм.

Регуляторов в системе пароснабжения нет, насосной также нет..

Эксплуатационный период – отопительный. В неотопительный период ведутся планово-предупредительные ремонты.

Схема технологического пароснабжения и тепловой баланс представлены на рисунке 1 [1] и в таблице 2 [2, 3], соответственно.

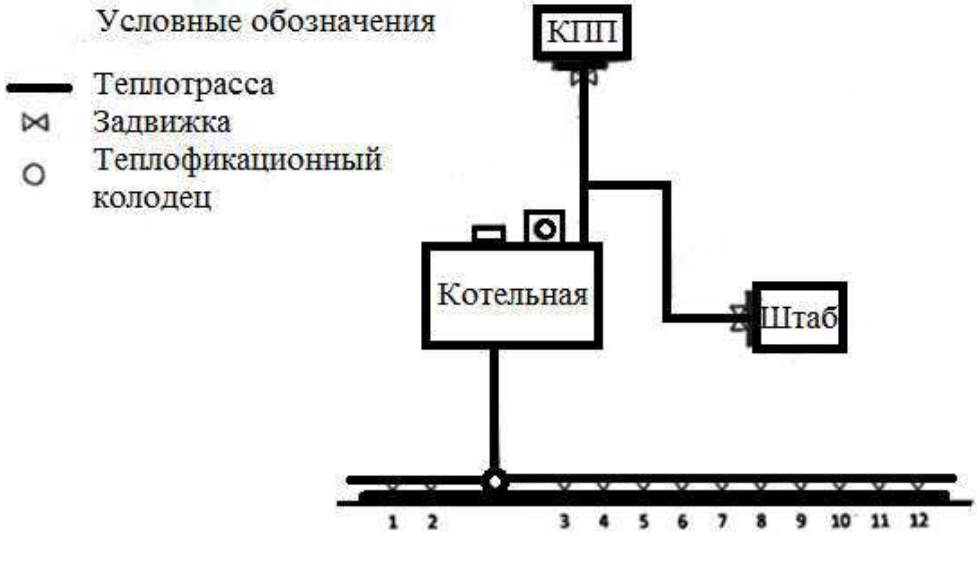


Рис.1. Схема технологического пароснабжения

Таблица 2. Тепловой расчет

Полезный отпуск тепла внешним потребителям, $Q_{пол.\ вн.}$ (Гкал)	Потери тепла в общих тепловых сетях, $Q_{пот}$ (Гкал)	Расхода теплоты на дополнительный нагрев исходной воды при невозврате конденсата $Q_{сп} = Gc(t_{п} - t_{2п})$	Отпуск тепла с коллекторов, $Q_{от} = Q_{вн.} + Q_{с.п.} + Q_{пот}$ (Гкал)	Расход тепла на собственные нужды котельных, $Q_{сн}$ (Гкал)	Выработка тепла, $Q_{выр} = Q_{от} + Q_{сн} = \Sigma Q_i$ (Гкал)
5357,48	219,29	915,47	6492,24	232,42	6724,67

Основной статьёй тепловых потерь составляют потери с невозвращенным конденсатом в количестве 915,47 Гкал, что составляет 13,61 % от фактически отпущенной потребителям тепловой энергии пара. Конденсат водяного пара — ценный продукт, т.к. не содержит солей жесткости и растворенных агрессивных газов. Приготовление питательной

воды для паровых котлов путем очистки ее от солей и деаэрации для удаления кислорода и углекислоты, как правило, оказывается дороже, чем сооружение системы возврата конденсата. Для сравнительно небольшой по мощности системы пароснабжения котельной № 3 наиболее целесообразно предусмотреть установки возврата конденсата.

И для решения поставленной задачи необходимо дооборудование системы пароснабжения установками возврата конденсата из подающего паропровода для возврата низкопотенциальной тепловой энергии конденсата с дальнейшим её использованием в тепловой схеме котельной. Установки возврата конденсата будут включать комбинацию конденсатоотводчиков термостатических с перекачивающим блоком под давлением. Принципиальная схема приведена на рисунке 2.

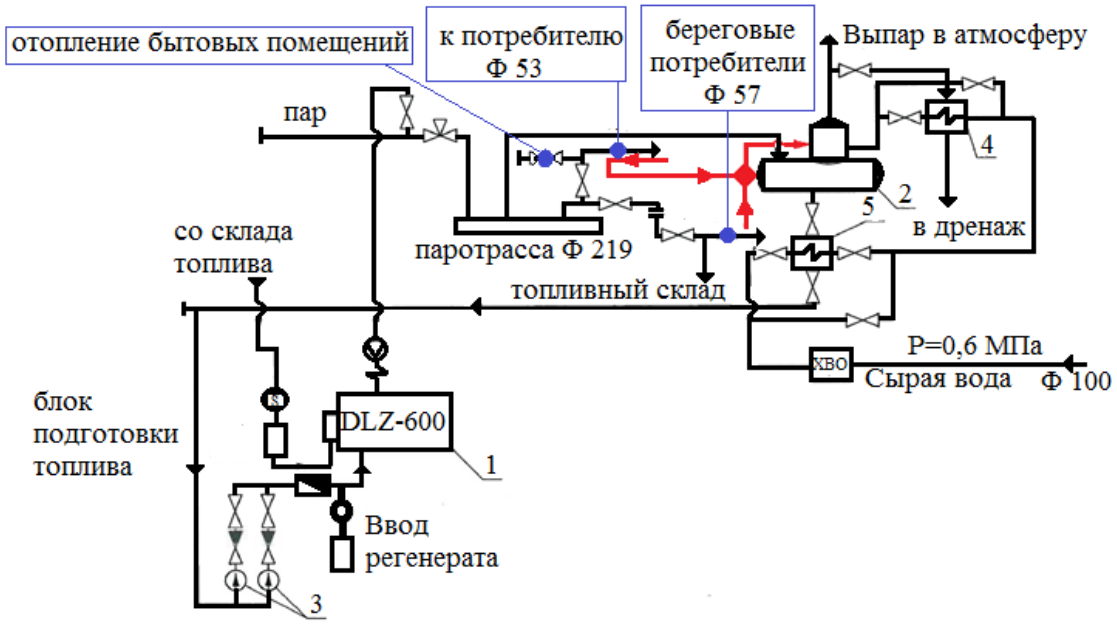


Рис.2. Оптимизация системы технологического пароснабжения котельной № 3. Красным изображены перекачивающий блок под давлением и трубопровод возврата конденсата. 1 – котел; 2 – деаэратор; 3 - питательные насосы; 4 - охладитель выпора; 5 - водяной подогреватель

Таблица 3. Расчет затрат на водопотребление и водоотведение [3] изменится следующим образом:

Показатели	Обозначение	Размерность	Формула или обоснование	До реконструкции	После реконструкции
Расход воды на разовое наполнение тепловых сетей	$V_{сети}$	м3	ΣVi (Таблица 6)	незамкнутая система	18
Расход воды на нормативные утечки	$V_{ут}$	м3	0,0025 * (Vсети + Vм от + Vм гвс) * Z		200
Расход воды в следствии невозврата конденсата	$V_{невзрт}$	м3	Отпуск потребителям/0,66Qвн/0,66	6 932	0
Суммарный расход технологической воды на регулируемый период	$V_{техн}$	м3	Vсн + 2*(Vсети + Vм от + Vм гвс) + Vут + Vнвзрт	13 657	6 961

Показатели	Обозначение	Размерность	Формула или обоснование	До реконструкции	После реконструкции
Тариф на холодную воду на технологию	$Ц_{техн\ в}$	$\frac{руб}{м^3}$	калькуляция себестоимости	21,19	21,19
Затраты на технологическую воду	$З_{техн\ в}$	руб.	Vтехн * Цтехн в	293 619	147 490
Тариф на водоотведение	$Ц_{в/о}$	$\frac{руб}{м^3}$	калькуляция себестоимости	7,54	
Затраты на водоотведение	$Зв_{/о}$	руб.	(Vтехн - Vут) * Цв/о	102 961	50 969

В предлагаемой замкнутой системе имеются расходы воды на разовое наполнение тепловой сети (в количестве 200 м^3) и на нормативные утечки (в количестве 18 м^3), но они не сравнимы с уменьшением суммарного расхода технологической воды, который сокращается в 2 раза.

Следовательно, данное мероприятие позволяет снизить в два раза затраты на поставку сырой технической воды от водоснабжающего предприятия, уменьшить необходимость в химической обработке сырой подпиточной воды.

Ориентировочный подбор оборудования для сбора и возврата конденсата произведен по расчётным программам и приведён в таблице 4 [на основании 4,5].

Не секрет, что для любого проекта инвестиционная привлекательность играет главную роль. Расчет экономической эффективности и срока окупаемости приведен в таблице 5.

Таблица 4. Приближенные затраты на оптимизацию системытехнологического пароснабжения [4, 5, 6]

Перечень работ и материалов	Стоимость, руб.
Проект и наладка	400 000
Установка для сбора и возврата конденсата Ду50х50	177 422
Доставка всего оборудования	50 000
Монтаж конденсатопроводов	400 000
Теплоизоляция из полуцилиндров пенополистирола	374 000
ИТОГО	1 401 422 *рублей*

Таблица 5. Подсчет энергетической эффективности [2,6]

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Формула или обоснование	Результат
Потери тепла из-за невозврата	$Q_{сп}$	*Гкал*	таблица № 2	915,47
Выработка за год	Σ Qi	*Гкал*	таблица № 2	6724,67
Средняя норма уд. расхода усл. топлива на произв. тепловой энергии	by	*т.у.т./Гкал*	142,86/(0,856 *1000)	0,17
Расход условного топлива на производство тепловой энергии	By	*т.у.т.*	by * Σ Qi	1141,51
Расход условного топлива на производство тепловой энергии, потерянное из-за утечек	$B_у^{ут}$	*т.у.т.*	by * $Q_{сп}$	155,4
Расход натурального топлива на производство тепловой энергии на 915,47	Внат	*т.н.т.*	by * Σ Qi	105,44
Расход натурального топлива на производство тепловой энергии на 6724,67	$B_{нат}^{ут}$	*т.н.т.*	Σ Qi /(η*Qнр)	774,52
Стоимость ТСМ	Ц	*т.н.т.*	*тариф*	33480
Стоимость топлива	$Ц_{топлива}$	*рублей*	Внат*Ц	25 930 819,15
Стоимость топлива на 915,46= экономическая эффективность	Эф	*рублей*	$B_{нат}^{ут} * Ц$	3 530 119,25
Срок окупаемости.	Т	*год*	затраты/ Эф	0,40

Наглядно видно, что проведение мероприятий по оптимизации системы технологического пароснабжения от котельной № 3 является быстро окупаемым мероприятием, в срок меньший, чем отопительный период. И в дальнейшем будет экономить расход топлива для пароснабжения. Отметим, что в планах, когда на подающей нитке придут в негодность спускные штуцера, снабженные задвижками, верным путем станет монтаж конденсатоотводчиковс использованием дренажных карманов, для качественного дренирования паропровода.

Таким образом, использование систем возврата конденсата играет решающую роль в снижении тепловых потерь на предприятиях с действующими системами технологического пароснабжения. Мероприятия по снижению потерь с производственным паром положительно влияют на сокращение расходов энергоресурсов и повышение эффективности производственных процессов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ
1. Отчёты по работе котельных ОАО «Оборонэнерго» за 2013 год.
2. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) - СПб - 1998, 256с.
3. Фокин, В. М. Основы энергосбережения и энергоаудита. М.: Машиностроение-1, 2006. 256 с.
4. Интернет ресурс: http://www.spiraxsarco.com/ru/steam-academy/calculators/flash-steam.asp
5. Интернет ресурс: http://www.spiraxsarco.com/ru/steam-academy/calculators/tanks-and-vats.asp
6. Цынаева А. А., Жуховицкий Д. Л. Расчет элементов тепловой схемы котельной установки Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Ульяновск, 2005. 23стр
7. Клевцов А.В., Пронин В.А. Оценка экономической эффективности применения воздушных конденсаторов // Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: Информационный сборник / В.В. Абрамов и др.; под общей ред. В.Я. Путилова. - М.: Издательский дом МЭИ, 2007. — 388 с.

Научный руководитель: К.А. Цой, ассистент кафедры теплоэнергетики и теплотехники, ДВФУ. Направление работ – автоматизация теплоэнергетического оборудования

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТУРБИН ПРОТИВОДАВЛЕНИЯ НА ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

А.Г. Щербаков
Дальневосточный федеральный университет, инженерная школа, направление - теплоэнергетика и теплотехника

В данной статье мы рассмотрим проекты по модернизации трех котельных в Приморском крае, а именно в городе Находка, в поселке Ярославский и поселке Кировский.

Главными задачами являются:

1. Обеспечение тепловой нагрузки.
2. Обеспечение электроснабжения собственных нужд котельных.

Для обеспечения тепловой нагрузки предусматривается установка паровых котлов:

- Находка: два паровых котла КЕ-25-14С и парового котла КЕ-10-14С. Устанавливаемые котлы работают на буром угле.
- Кировский: два паровых котла КЕ-10-14Ф предназначенных для сжигания твёрдого топлива и три котла ДКВР-2.5-13С паропроизводительностью 2.5 т/час, давлением насыщенного пара 13 кгс/см^2
- Ярославский: два паровых котла КЕ-25-14С, один котел КЕ-25-14ГМ и ДКВР-20-13С.

Для покрытия электрических нагрузок собственных нужд, в том числе дымососов, вентиляторов, питательных насосов и сетевых насосов (см. Таблица 1), предусматривается установка турбин противодавления ТГ 0.5А/0.4 Р13/3.7 мощностью 500 кВт, давление мятого пара 2.0 – 4.0 кгс/см².

Свежий пар подводится из парогенератора с давлением P_0=13 ати, и направляется в турбину, где происходит расширение пара до давления P_1 . Отработавший в турбине пар с давлением поступает в коллектор собственных нужд, и далее, поступает в деаэратор и в подогреватели сетевой воды, откуда теплофикационная вода идет к потребителю тепла.

Пар, поступающий в турбину противодавления, расходуется лишь в том количестве, которое необходимо потребителю электрической энергии. Поэтому мощность, развиваемая турбиной с противодавлением, не является произвольной, а связана с электрической нагрузкой котельной.Работая по тепловому графику, турбина с противодавлением покрывает электрическую нагрузку собственных нужд. Установленная редукционно-охладительная установка позволяет регулировать дефицит пара при снижении электрической нагрузки на турбогенератор, а также снабжать теплового потребителя паром в периоды ремонтов турбины с противодавлением.

Таблица 1

	Находка	Кировский	Ярославка
Дымосос, 55 кВт	2 х ДН-17-1000 1 х ДН-10-1500	2 х ДН-12.5-1500	2 х ДН-17-1000
Вентилятор 30 кВт	2 х ВДН-12.5-1000 1 х ВДН-10-1000	2 х ВДН-8.5х-1-3000	2 х ВДН-12.5-1000
Пит. Насосы 15 кВт	1 хЦНСГ 60/198 2 х ЦНСГ 38/198	2 х MVI 3212	2 х ЦНСГ 68/198
Сет. Насосы 35 кВт	1 х ЦН 400-105 2 х Д630-90	2 х WILO NL 125/200	2 х 1Д500-63 1 х NL-125/200
∑ мощность, кВт.	435	270	305
Кол-во турбин	2	1	1

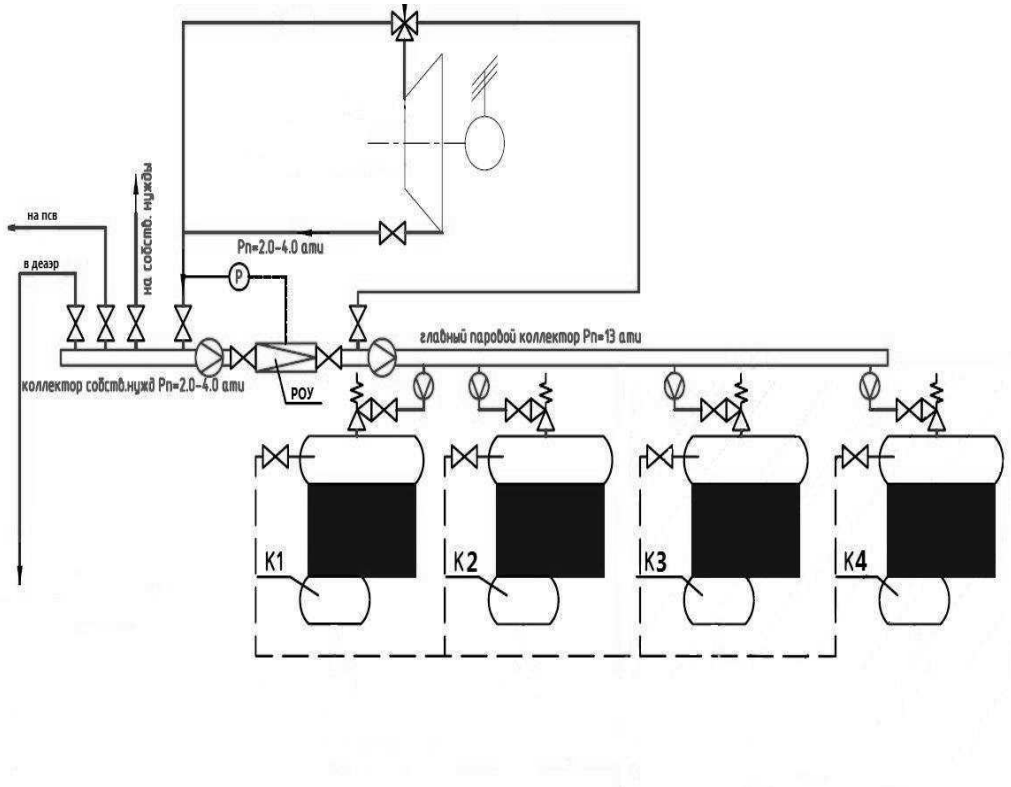


Рис. 1. Тепловая схема

По паропроводу острый пар через запорную задвижку поступает к регулирующему клапану, в котором осуществляется первая ступень снижения давления (дросселирования) пара. Для поддержания точного давления на выходе после РОУ, применяется дополнительная ступень дросселирования.

В зависимости от величины давления острого и редуцированного пара в качестве дополнительных ступеней дросселирования устанавливаются один или несколько узлов шумоглушителей с дроссельной и дроссельно-охладительной решетками. Шумоглушители не являются необходимым элементом РОУ и применяются только при значительном (околозвуковом и сверхзвуковом) перепаде давления.

Снижение температуры острого пара производится впрыском охлаждающей воды в поток пара через специальную трубку в дроссельно-охладительной решетке узла шумоглушителя или через сопло в охладитель пара.

Охлаждающая вода, испаряясь за счет тепла, отбираемого от пара, охлаждает его до заданной температуры. В зависимости от соотношения расходов острого пара и впрыскиваемой охлаждающей воды, а также их первоначальной температуры обеспечивается необходимая температура охлажденного пара на выходе из охладителя.

Заданные значения давления и температуры редуцированного пара поддерживаются автоматически электронными регуляторами путем воздействия на регулирующие клапаны, паровой и водяной. Задание на конечно давление пара после РОУ поступает по датчику перепада давления, установленному на сбросном коллекторе турбины, и на выходном патрубке РОУ.

В часы максимальных тепловых нагрузок в линию теплового потребителя добавляется редуцированный свежий пар в том случае, если расход пара, требуемый тепловым потребителям, превышает пропускную способность турбины с противодавлением, при работе на электрического потребителя.

Таким образом, всякое нарушение равенства между количеством пара, идущего от турбины, и количеством пара, расходуемого тепловым потребителем, приводят к изменению давления отработавшего пара, и внесение корректировок в работу РОУ.

Данные проекты модернизации котельных имеют большой положительный момент, это снижение стоимости тепловой энергии. Увеличение мощности и установка турбин противодавления, которые будут вырабатывать электроэнергию на собственные нужды котельных, позволили отказаться от сторонних источников электрической энергии за которые приходилось бы платить, следовательно и повышалась бы себестоимость производимой тепловой энергии.

Приведенные выше аргументы показывают, что применение турбин противодавления с использованием имеющихся возможностей конкретного объекта может быть экономически эффективным. Естественно если данный опыт распространить на многие объекты, потребуются работы и затраты, связанные с дополнительным оборудованием и реконструкцией систем.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ “ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ МЕТОДОМ ТРУБЫ”

А.А. Рябцев
Дальневосточный федеральный университет, инженерная школа, кафедра «Теплоэнергетики и Теплотехники»

В настоящее время невозможно обеспечить нормальное функционирование объектов энергетики и промышленности без эффективной теплоизоляции. Она во многом определяет техническую возможность и экономическую эффективность реализации большинства технологических процессов. В энергетике тепловая изоляция выполняется на оборудовании и трубопроводах электростанций и котельных. Теплоизолируют паровые котлы, паровые и

газовые турбины, подогреватели, испарители, деаэраторы, баки, бойлеры, насосы, дымососы, газоходы, дымовые трубы, вентиляторы, сепараторы, циклоны и др.

От правильного выбора тепловой изоляции в значительной степени зависит энергоэффективность и безопасность для обслуживающего персонала, а также сохранение параметров технологического процесса в заданных пределах.

Основные показатели характеризующие свойства тепловой изоляции следующие: теплопроводность, плотность, вибрационная стойкость, стабильность формы, горючесть, водостойкость. Теплопроводность одна из самых значимых характеристик тепловой изоляции, она определяет требуемую толщину теплоизоляционного слоя, а следовательно нагрузку на изолируемый объект, конструктивные и монтажные характеристики теплоизоляционного покрытия, а так же материальные затраты.

На объектах энергетики и промышленности г. Владивостока в температурном диапазоне окружающей среды от -24ºС до +30ºС используются в основном традиционно применяемые теплоизоляционные материалы такие как минеральная вата, маты из стекловолокна, маты из базальтового волокна, скорлупа ППУ, также в качестве эксперимента на одном из объектов использовалась монтажная пена, эти материалы доступны и дешевы, а так же просты в монтаже. Характеристики этих материалов приведены в таблице 1. [2]

Таблица 1

Вид материала	Технические материалы теплоизоляционных материалов			
	плотность кг/м³	температура ºС	теплопроводность Вт/(м· ºС)	Срок службы
Стекловата	30	до 400	0,05	до 4-6 лет
Минвата	80	до 300	0,035	до 8 лет
Маты из базальтового волокна	55	до 400	0,037	до 15 лет
Скорлупа ППУ	35 - 80	до 130	0,024	15-20 лет

Для изучения свойств теплоизоляционных материалов, в частности определения коэффициента теплопроводности, на кафедре "Теплоэнергетики и теплотехники" инженерной школы Дальневосточного Федерального Университета используется стенд "Определение коэффициента теплопроводности изоляционных материалов методом трубы".

В ходе выполнения данной лабораторной работы студент может расширить знания в области теории теплопроводности, изучить методики экспериментального определения коэффициента теплопроводности изоляционных материалов, исследовать эффективность тепловой изоляции и получить навыки в проведении экспериментальных работ.

Явление теплопроводности представляет собой процесс распространения тепловой энергии при непосредственном соприкосновении отдельных тел или внутри данного тела при наличии разности температур. Основным законом теплопроводности является закон Фурье [1].

$$Q = -F \cdot \lambda \cdot \mathrm{grad}(t) = -F \cdot \lambda \frac{dt}{dx}, Bm \qquad (1)$$

Согласно закону Фурье интенсивность переноса тепла в твердом теле, оцениваемая величиной теплового потока Q, определяется температурным градиентом grad(t) и значением коэффициента теплопроводности данного вещества λ (Вт/м·К). Градиент температуры grad(t) зависит от параметров температурного поля в рассматриваемом теле.

Значение коэффициента теплопроводности определяется опытным путем на специальных лабораторных установках. Одним из применяемых в теплотехнике методов

определения λ является метод трубы или цилиндра.[1] Схема установки представлена на рис. 1.

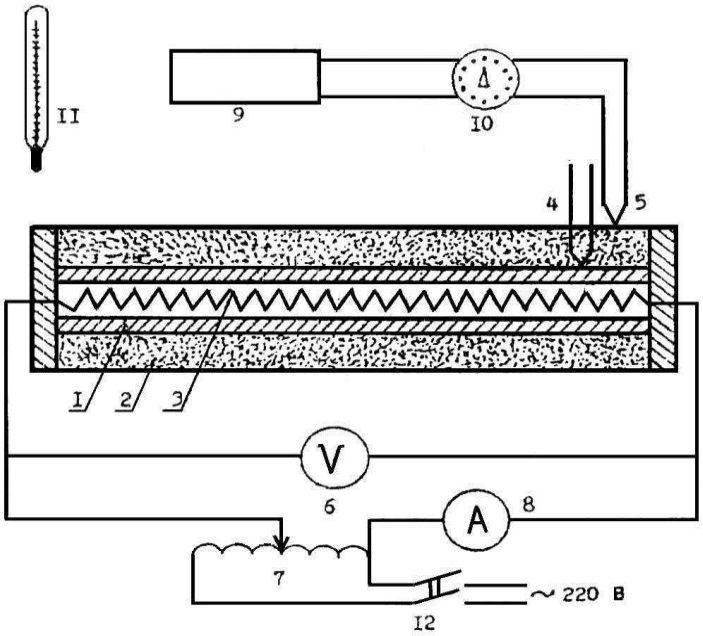


Рис.1. Схема экспериментальной установки:
1-металлическая труба; 2-слой изоляции; 3-нагревательный элемент; 4-термопары на внутренней поверхности изоляции; 5- термопары на наружной поверхности изоляции; 6-вольтметр; 7-автотрансформатор (ЛАТР); 8-амперметр; 9-измеритель температуры; 10-переключатель термопар; 11-ртутный термометр; 12-выключатель сети.

Температура исследуемого материала измеряется десятью хромель- копелевыми термопарами. Пять термопар (4) замеряют температуру на внутренней поверхности изоляции, а остальные пять термопар (5) – на наружной поверхности.

Все изменения проводятся при строго установившемся тепловом режиме. Фиксация установившегося режима происходит при неизменной средней температуре наружной t_2 и внутренней t_1 поверхности изоляции. При этом вся тепловая энергия, выделяемая нагревательным элементом в трубе, отдается в окружающую среду. Установившееся тепловое состояние наступает через 30 – 40 минут после включения установки.

Показания термопар определяют последовательно подключая их к милливольтметру 9 переключателем 10, повторяя замеры 2- 3 раза через 5 – 10 минут. При этом режим можно считать установившемся, если измеряемые температуры поверхности изоляции двух последовательных опытов отличаются не более чем на 5 ^{0}C.

Для усовершенствования процесса проведения экспериментальных работ проведена модернизация экспериментальной установки, схема приведена на рис. 2.

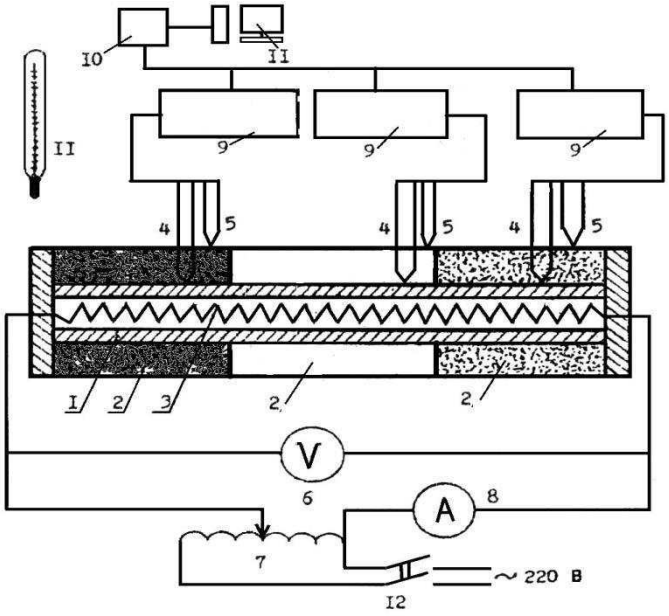


Рис. 2. Схема модернизированной экспериментальной установки:
1-металлическая труба; 2-слои изоляции; 3-нагревательный элемент (Лантерм С); 4-термопары на внутренней поверхности изоляции(ХК, 3 на каждом материале) ; 5- термопары на наружной поверхности изоляции(ХК, 3 на каждом материале); 6-вольтметр; 7-автотрансформатор (ЛАТР); 8-амперметр; 9-измеритель температуры(ОВЕН ТРМ138, по 1 на каждый материал)); 10- автоматический преобразователь интерфейсов Овен АС4; 11-ртутный термометр; 12-выключатель сети; 13- ПК.

Исследование свойств изоляционных материалов осуществляется заменой элементов изоляции (2) на трубе (1).

Применение новых измерителей температуры (9) позволяет проводить температурные измерения с меньшей погрешностью.

Замена нагревательного элемента (3) внутри трубы на менее инерционный дает возможность быстрее достигать установившегося теплового режима, что существенно снизит время проведения экспериментов.

Установка автоматических преобразователей интерфейсов (10) обеспечивает вывод данных об измерении температуры на ПК, что в свою очередь дает возможность с помощью прикладных программ вести обработку экспериментальных данных, формировать отчет о лабораторной работе и выводить его на печать.

Модернизация лабораторной установки позволяет изучать свойства теплоизоляционных материалов, используемых на энергетических и промышленных объектах г. Владивостоке (таблица 1.), сравнить их свойств между собой, а так же со свойствами различных современных материалов (например ЖКТМ, вспененный каучук, пеностекло), ускорить и обеспечить удобство обработки экспериментальных данных, а так же сократить время выполнения всей лабораторной работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Цветков Б.Б., Григорьева Б.А. Тепломассообмен. М.: МЭИ, 2005. 550с.
2. Копко В.М. Теплоизоляция трубопроводов теплосетей. Минск.: Технопринт, 2002. 160 с.

Научный руководитель: Т.А. Соловьева, старший преподаватель, кафедра "Теплоэнергетики и теплотехники", инженерная школа, Дальневосточный федеральный университет.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛОВОГО НАСОСА ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

А.Д. Радьков
Дальневосточный федеральный университет, инженерная школа, направление - теплоэнергетика и теплотехника

Одной из важной задачи в мире является энергосбережение и теплоснабжение, зачастую у частных, коммерческих домов отсутствует рядом стоящих котельных, ТЭЦ, да и энергия дорогая от них, в связи с инновациями был придуман тепловой насос, позволяющий сократить стоимость за электроэнергию и теплоснабжения.

Тепловой насос — устройство для переноса тепловой энергии от источника низкопотенциальной тепловой энергии (с низкой температурой) к потребителю (теплоносителю) с более высокой температурой. Геотермальный тепловой насос позволяет сократить энергопотребление до 90%, это обуславливается тем, что он использует грунт, почву или близлежащее озеро в качестве главного источника энергии, а все эти типы энергии являются бесплатными. Так же геотермальный тепловой насос экологичен, накапливая и преобразовывая солнечную энергию, хранящуюся под землей, для обогрева дома и нагрева воды, значительно сокращает количество выбросов CO_2 по сравнению с отопительными системами, использующие ископаемые виды топлива.

Так как существуют четыре типа подземных источников энергии, то для каждого дома подойдёт один из следующих типов геотермального теплового насоса:

1. Вертикальный коллектор размещается в вертикальном положении, в пробуренных скважинах (глубина до 150 м). Данный способ применяют, если площадь земельного участка недостаточна для размещения контура в горизонтальном положении или нежелательно изменение ландшафта.
2. Горизонтальный коллектор размещается горизонтально в земле ниже глубины промерзания грунта (порядка 1,2 - 1,5 м). Данный способ является наиболее эффективным для жилых объектов (если достаточно земельной площади для прокладки контура).
3. Водный коллектор размещается в водоеме (озере, реке). Важно, чтобы глубина залегания была ниже глубины промерзания. Такой способ самый дешевый, главное соблюсти требования, касательно размеров водоема и объема воды в нем.
4. Грунтовый водяной: в такой системе теплообменной жидкостью является вода, которая циркулирует через систему геотермального теплового насоса. По окончанию прохождения по контуру вода возвращается в землю.

Принцип работы геотермального теплового насоса.

Насос отбирает тепло, создаваемое солнечной энергией и хранящееся под землей, с помощью коллекторов, расположенных либо на небольшой глубине, либо в более глубоких скважинах. На глубине всего несколько метров средняя температура является практический постоянной и составляет от 4 до 12 ^{0}C. Передача теплоты от грунта в тепловой насос происходит с помощью рабочей смеси из воды и экологического раствора антифриза. Смесь циркулирует по замкнутому кольцу, поглощая термическую энергию грунтаи передавая её тепловому насосу.

Хладагент циркулирует в тепловом насосе для сохранения теплоты, полученной от грунта, и преобразование ее в высокопотенциальную теплоту, которая затем используется для обогрева дома нагревательными приборами, устанавливаемыми под полом, водными радиаторами, а так же для нагрева бака горячей воды.

Жидкость в коллекторе циркулирует и нагревается с помощью солнечного тепла,накопленного глубоко в скважине, на дне озера или на глубине около метра под лужайкойзапасённого в грунте или водоёме.

Когда жидкость попадает в тепловой насос, она соприкасается с другой замкнутой системой. Эта система содержит хладагент, который переходит в газообразное состояние при очень низкой температуре.

Создаваемое компрессором высокое давление существенно повышает температуру хладагента. Затем с помощью конденсатора тепло передаётся в отопительную систему на водяной основе, установленную в доме.

Между тем, хладагент возвращается в жидкое состояние и готов к переходу в газообразное состояние для очередной порции тепла. Принципиальная схема работы геотермального теплового насоса представлена на рисунке 1.

Температура воды на выходе 50-70 С в зависимости от вида геотермального теплового насоса.

Основные критерии применения в России независимость от проблем с газом, сервисным обслуживанием, максимальная автономия, безопасность, экономичность в обеспечении своего дома, комфортное отопление, горячее водоснабжение, кондиционирование в летний период.

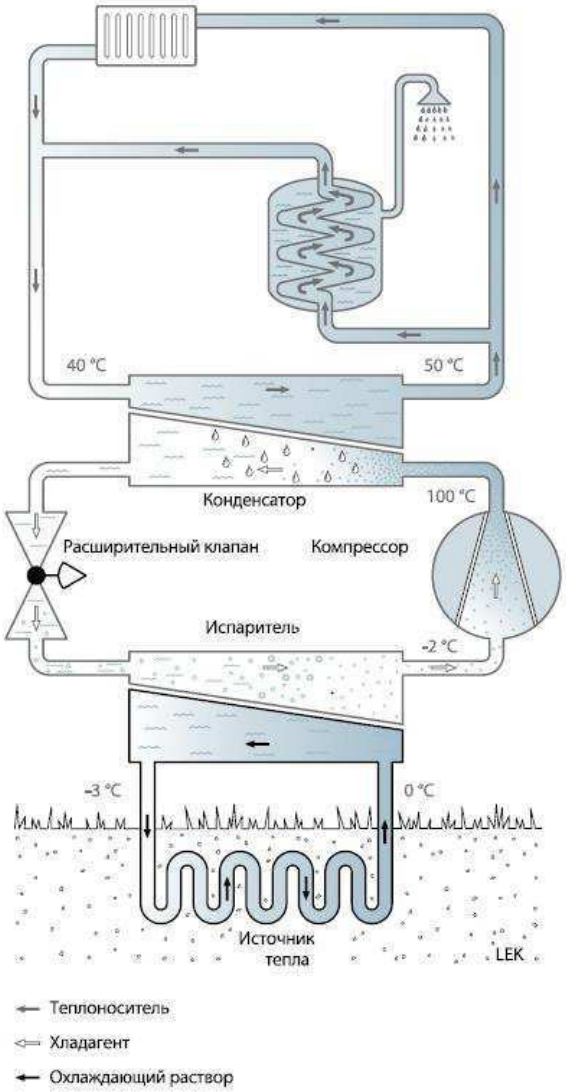


Рис.1. Принципиальная схема работы геотермального теплового насоса

Вывод по геотермальному тепловому насосу:

1. Высокая эффективность обеспечивает получение на 1 кВт электрической энергии и 3-5 кВт мощности тепловой энергии.
2. Максимально стабильные характеристики (тепловая мощность), вне зависимости от погоды и времени года (температура грунта в скважинах постоянна).

3. Располагающиеся на участке скважины требуют минимальной площади размещения. Отсутствуют наружные блоки. Не нарушается целостность интерьера и фасада.
4. Обеспечивает максимально комфортные условия в помещениях (низкотемпературное отопление - теплым полом или фанкойлами). Минимальные колебания температуры и влажности, отсутствует шум.
5. Долговечен и не требует особого внимания к себе. Срок эксплуатации заводских грунтовых зондов достигает 100 лет. Срок работы основного узла теплового насоса - компрессора - 30 лет, и может быть легко заменен.
6. Двойной, U- образный заводской зонд обеспечивает увеличенный теплосъем, дублирование зондов в скважине, малое гидравлическое сопротивление и после заливки скважины термо раствором, защищен от повреждений.
7. Возможность отопления и охлаждения одним и тем же оборудованием.
8. Отсутствует необходимость в газопроводе и газоснабжении.
9. Небольшая потребность в электроэнергии. 17 кВт геотермальный тепловой насос для отопления дома площадью около 350 м^2, будет потреблять до 5 кВт в час, обеспечивая этим низкие эксплуатационные затраты.
10. Система отопления, с применением теплового насоса, абсолютно взрыво и пожаробезопасна, не требует специального обслуживания, проста в управлении. Экологически чистый метод отопления и кондиционирования, отсутствуют выбросы CO_2, NO_x и других продуктов горения. Тепловой насос экологичен.
11. Максимальная независимость и автономность - необходимо только электричество. Независимость от поставок и цен на газообразное и жидкое топливо.
12. Высвобождение территории, необходимой для размещения котельной, дымохода, хранилища топлива.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Васильев Г.П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев земли. //М.: Издательский дом "Граница". - 2006. - 173 с.
2. Рей Д., Макмайкл Д. Тепловые насосы. // Пер. с англ. — М.: Энергоиздат, 1982. — 224 с, ил.

Научный руководитель: Т.А. Соловьева, старший преподаватель, кафедра "Теплоэнергетики и теплотехники", инженерная школа, Дальневосточный федеральный университет.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕПЛОФИКАЦИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕКОТОРЫМИ РЕАГЕНТНЫМИ МЕТОДАМИ

Е.В.Лымарь, А.В.Лесных
Дальневосточный федеральный университет, инженерная школа, кафедра теплоэнергетики и теплотехники

В процессе эксплуатации котлов и теплообменного оборудования на внутренних поверхностях нагрева образуются различные отложения. При соблюдении регламентируемого водного режима отложения состоят в основном из оксидов железа. При

нарушениях водного режима и использовании для подпитки сетей некачественной воды или продувочной воды от энергетических котлов в отложениях могут присутствовать также (в количестве от 5% до 20%) соли жесткости (карбонаты), соединения кремния, меди, фосфатов [1].

При соблюдении водного и топочного режимов отложения равномерно распределяются по периметру и высоте экранных труб. Незначительное увеличение их может наблюдаться в районе горелок, а уменьшение - в районе пода. При равномерном распределении тепловых потоков количество отложений на отдельных трубах экранов в основном примерно одинаково. На трубах конвективных поверхностей отложения также в основном равномерно распределяются по периметру труб, а количество их, как правило, меньше, чем на трубах экранов. Однако в отличие от экранных на отдельных трубах конвективных поверхностей разница в количестве отложений может быть значительной.

Отложения вызывают следующие основные проблемы:

- увеличение температуры стенок труб (происходит в результате низкой термической удельной проводимости отложений по сравнению с металлом);
- уменьшение теплоотдачи, влекущее за собой увеличение стоимости энергии и потерю надёжности.

Уменьшение теплоотдачи может привести к тому, что расчётная температура стенок трубы будет превышена, в конечном итоге это может способствует квыходу трубы из строя [2]. Все существующие механические методы очистки наносят повреждения стыков трубных поверхностей ,имеют высокую стоимость , за счет высоких трудозатрат и при их применении появляется необходимость разборки оборудования. Поэтому необходимо использовать реагентные методы очистки внутренних поверхностей нагрева [3].

Испытания образцов труб с отложениями проводились на лабораторном промывочном стенде, приведенном на рисунке 1

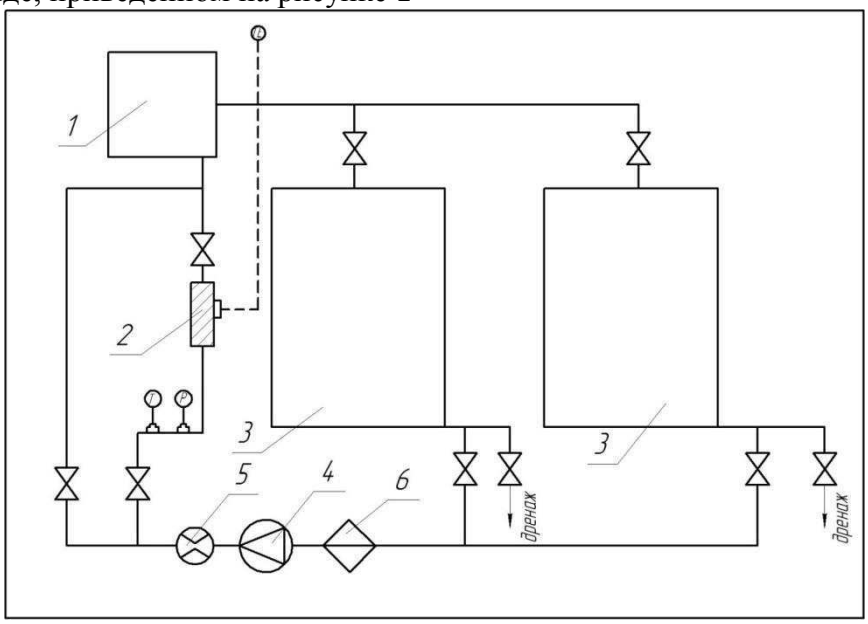


Рис.1. Лабораторный промывочный стенд

В состав лабораторной установки входит: 1-электрический нагреватель N=2кВт, 2-экспериментальный образец, 3-бак для реагента (2шт по 100л каждый), 4-циркуляционный насос, 5-счетчик воды, 6-фильтр сетчатый.

Эксперимент проводился для условий: tв в контуре 80ºС, температура воздуха в помещении 18ºС. Оценивалось изменение разницы температур (температурных напоров) между температурой воды и наружной стенкой испытуемого образца трубы. Измерения проводились поверенными термопарами типа ТХК, одна в погружном другая в контактном исполнении.

При сравнении результатов испытаний различными составами трубки из подогревателя ПСВ-500 Артем ТЭЦ наилучшие результаты показал раствор смеси щавелевой кислоты и Трилона Б, при промывке этим составом температурный напор снизился на 1,4 ºС, промывка раствором комплекса карбоновых кислот оказалась менее эффективной, температурный напор при этом снизился на 0,8 ºС. Промывка специальным восстановительным раствором результатов не дала. Сравнительные характеристики динамики изменения температурного напора приведены на рисунке 2

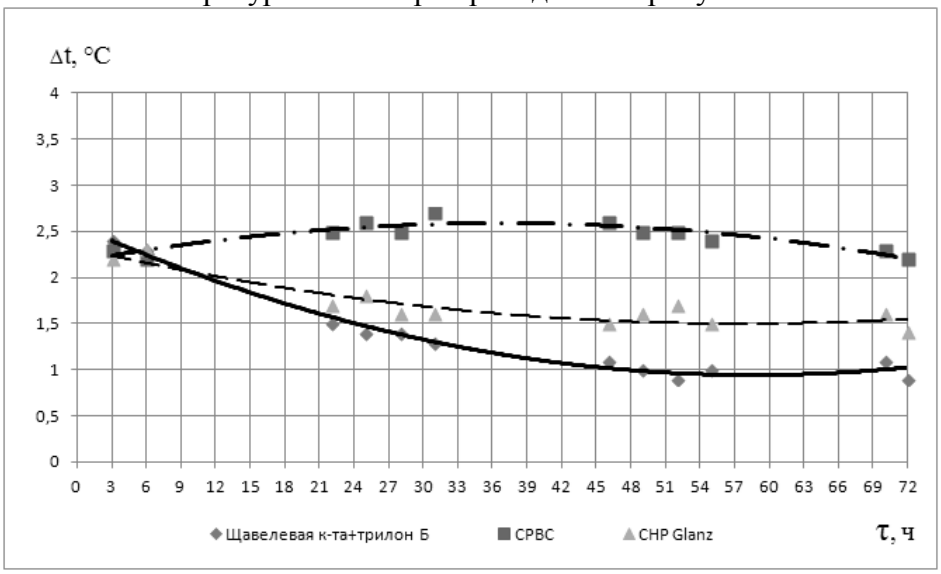


Рис.2. Динамика изменения температурных напоров при промывке трубки из подогревателя ПСВ-500 Артем ТЭЦ различными составами.

При сравнении результатов испытаний различными составами вырезки из экранной трубы с водогрейного котла КВГМ-100-150МЦ ВТЭЦ-1 г.Владивосток так же наилучшие результаты показал раствор смеси щавелевой кислоты и Трилона Б, при промывке этим составом температурный напор снизился на 2,1 ºС, промывка раствором комплекса карбоновых кислот оказалась менее эффективной, температурный напор при этом снизился на 1,4 ºС. Промывка специальным восстановительным раствором результатов не дала. Сравнительные характеристики динамики изменения температурного напора приведены на рисунке 3

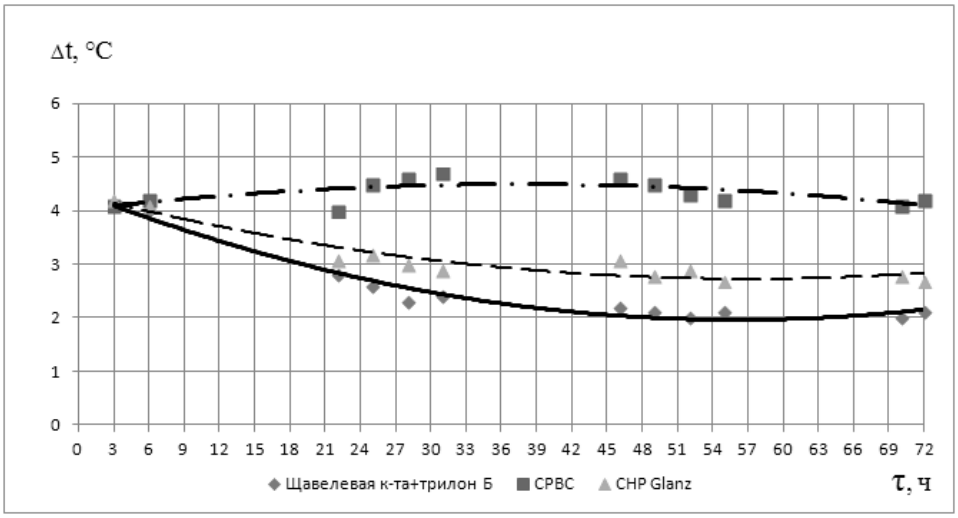


Рис.3. Динамика изменения температурных напоров при промывке трубы с водогрейного котла КВГМ-100-150МЦ ВТЭЦ-1 г.Владивосток различными составами.

При сравнении результатов испытаний различными составами вырезки из экранной трубы с водогрейного котла Артемовского филиала «Примтеплоэнерго» с кальциевыми отложениями так же наилучшие результаты показал раствор щавелевой кислоты и Трилона Б, при промывке этим составом температурный напор снизился на 1,7 ºС, промывка

раствором комплекса карбоновых кислот оказалась менее эффективной, температурный напор при этом снизился на 0,9 ºС. Промывка специальным ремонтно-восстановительным составом результатов не дала. Сравнительные характеристики динамики изменения температурного напора приведены на рисунке 4. По результатам исследований в лабораторных условиях труб с различных котлов можно сделать вывод, что наиболее эффективная промывка осуществляется при использовании раствора щавелевой кислоты и Трилона Б, а наиболее трудноудаляемыми оказываются кальциевые отложения.

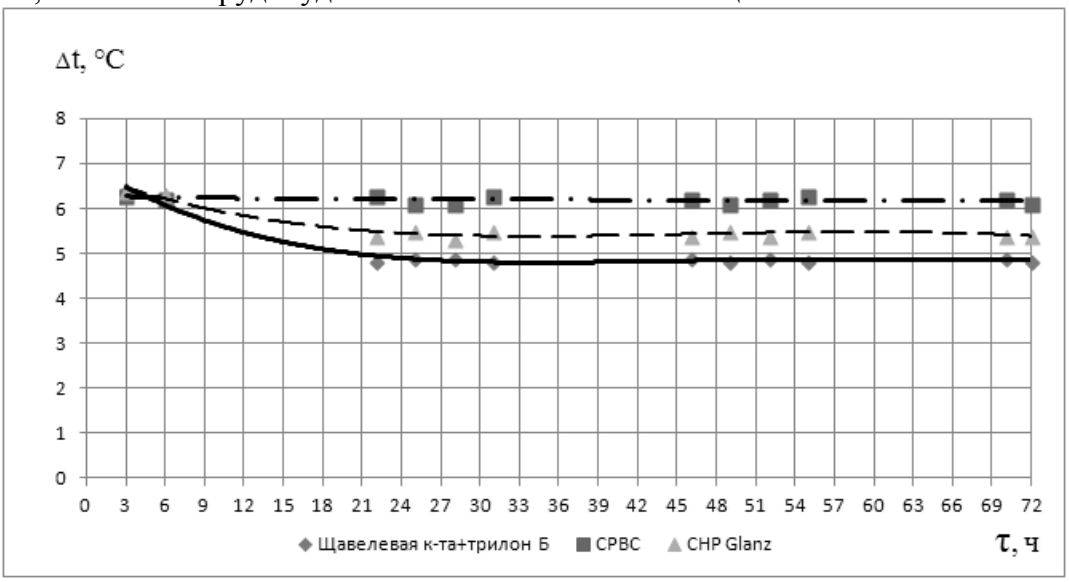


Рис. 4. Динамика изменения температурных напоров при промывке экранной трубы с водогрейного котла Артемовского филиала «Примтеплоэнерго» с кальциевыми отложениями различными составами.

Повышение температурного напора при промывке СРВС объясняется специфическим действием компонентов (MgOH)6Si4O11*H2O, а научное название – моногидрат ундекаоксотетра-силикат гексагидроксогексамагния. В течение первых 30-40 часов, растворенные в воде мелкодисперсные составляющие постепенно проникают в глубь отложений, в результате чего они разбухают и их толщина увеличивается на 10-15 процентов. После полного заполнения структуры отложений композитными элементами СРВС возникают условия для ослабления сил когезии в толщине слоя и адгезии на поверхности контакта с металлом. Отложения становятся рыхлыми и довольно легко удаляются напором воды.

Проведем стоимостные характеристики некоторых реагентов используемых для удаления внутритрубных отложений. Самую низкую стоимость имеет комбинация Трилон Б + Щавельная кислота – 172 руб./литр. Наибольшей стоимостью отличается (СРВС) Специальный ремонтно-восстановительный состав - 10000 руб./кг. Состав Glanz™ CHP стоит – 300 руб./литр. Состав drewcleanb530стоит – 370 руб. /литр. Состав AlfaNeutra стоит – 260 руб. /литр.

При сравнении температурных напоров заявленных производителем и проверенных в лабораторных условиях, были получены результаты приведенные ниже. Наибольшее снижение температурного напора обеспечивает drewcleanb530 - 10ºС. Но в лабораторных условиях испытания не проводились. СРВС согласно рекламе производителя снижает температурный напор до 15ºС. При проведении лабораторных исследований результатов получено не было. При промывке специальным моющим составом Трилон Б+Щавельная кислота температурный напор между моющим составом и наружной стенкой трубы падает на 9 ºС.

При промывке специальным моющим средством CHP Glanz™ температурный напор между моющим составом и наружной стенкой трубы падает на 8 ºС.

При промывке специальным моющим средством AlfaNeutra температурный напор между моющим составом и наружной стенкой трубы падает на 5 ºС.

Наиболее эффективными реагентами для удаления внутритрубных отложений и характеризующиеся оптимальной стоимостью являются СНР Glanz™ и Трилон Б+Щавельная кислота. При исследовании влияния реагентов на металл труб и соединений были выявлены случаи разъедания металла составом Трилон Б+Щавельная кислота, поэтому при промывке в промышленных объемах энергетического оборудования предпочтительно использовать СНР Glanz™.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 34.37.402-96. Типовая инструкция по эксплуатационным химическим очисткам водогрейных котлов
2. Химическая очистка промышленных котловhttp://www.injsystem.com/energy/cleanboiler/info/
3. Реагенты для промывки котлов и теплоэнергетического оборудованияhttp://www.industrialwater.ru/reagenty_dlja_promyvki_kotlov_i_teplojenergeticheskogo_oborudovanija/

Научный руководитель: А. В. Лесных, старший преподаватель кафедры теплоэнергетики и теплотехники Дальневосточного федерального университета.

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ ИМПУЛЬСНЫХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК СВЕТОДИОДА

О.М.Руденко, П.А.Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

Энергетический институт, кафедра автоматизации теплоэнергетических процессов

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время рынок светодиодной продукции охватывает все больше областей и сфер деятельности человека. Поэтому немаловажным аспектом является изучение работы светодиода. Одним из важнейших показателей является температура перегрева светодиода при максимальных электрических нагрузках. Указанное производителем время работы светодиодов (50000 – 100000 часов) зачастую не соответствует его реальному сроку эксплуатации. Как правило, выход их из строя является следствием перегрузок, коротких замыканий и деформаций [1,2].

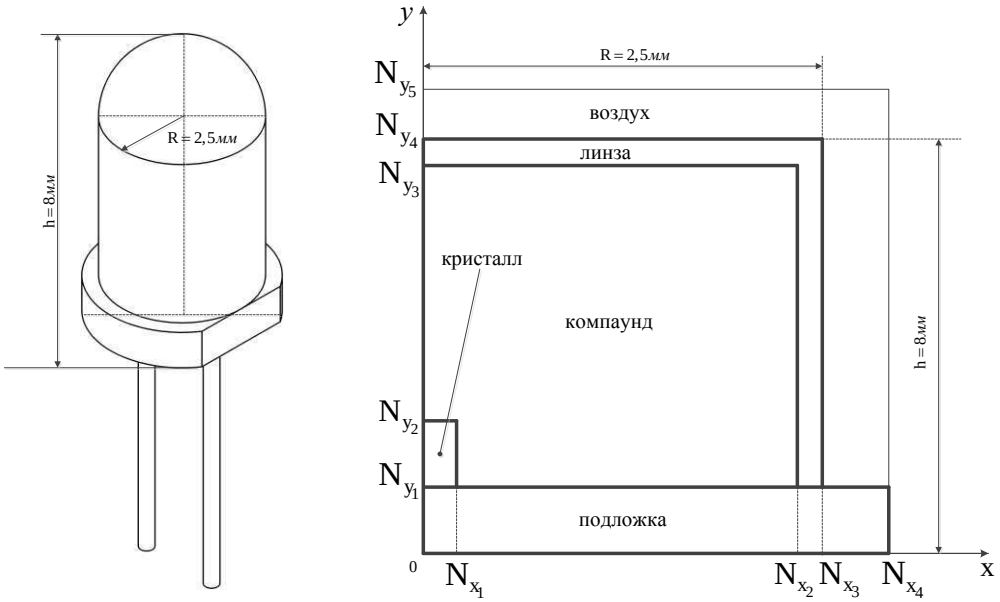
Существует достаточно много работ, посвященных исследованию работы светодиода при максимальных токах нагрузки [3-7]. Наибольшее распространение получили экспериментальные установки, например, тепловые камеры [3,6] и численные методы расчета вольт-амперных характеристик [7]. Однако многочисленные эксперименты в этой области не охватывают весь спектр светодиодной продукции. Целесообразно создание комплексных физических и математических моделей теплопереноса, позволяющих выявить влияние максимальных электрических нагрузок на время перегрева светодиода.

Цель работы – математическое моделирование процессов тепломассопереноса для исследования максимальных импульсных токовых нагрузок светодиода.

ФИЗИЧЕСКАЯ И МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛИ ТЕПЛОПЕРЕНОСА

Рассматривался типичный светодиод (рисунок 1а). При физической постановке задачи учитывалось протекание тока, превышающего номинальный рабочий в 10-20 раз, через p-n переход. Кристаллик очень быстро нагревается. За счет теплопроводности и излучения основание и оптически прозрачный полимерный корпус (линза), заполненный компаундом,

нагреваются. Степень нагрева кристаллика, основания и фокусирующей линзы возрастает. В соответствие с рисунком 1б рассматривается осесимметричная задача теплопереноса.



а) *б)*

Рис.1. Типичное изображение светодиода (а) и схема области решения задачи теплопереноса (б).

При моделировании не учитывались преломление, поглощение, рассеивание и фокусировка лучей линзой, а также зависимость теплофизических характеристик от температуры. Предполагалось, что пространство внутри линзы заполнено однородной средой – компаундом с постоянными теплофизическими характеристиками.

Главной задачей исследования является установление времени функционирования светодиода при предельных значениях токов.

Математическая модель взаимосвязанных процессов теплопереноса протекающих в системе «подложка – кристаллик – компаунд – линза – воздух» и методика ее решения приведены в [8].

ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Основным объектом исследования считаем область компаунда вблизи кристалла, в которой достигается значение температуры плавления. Для исследования были взяты ток светодиода равный 1*А*, напряжение 5*В*, подложка из карбида кремния, кристалл из нитрида галлия, силиконовый компаунд и эпоксидная линза. Материалы светодиода взяты из [8]. Теплофизические характеристики выбраны в соответствии с [9,10,11]. Температура плавления компаунда принималась 450*К*. Температуры на левой и правой границах составляла 313*К*.

В соответствии с рисунком 2 для более детального рассмотрения зоны максимального нагрева компаунда были взяты несколько зон:

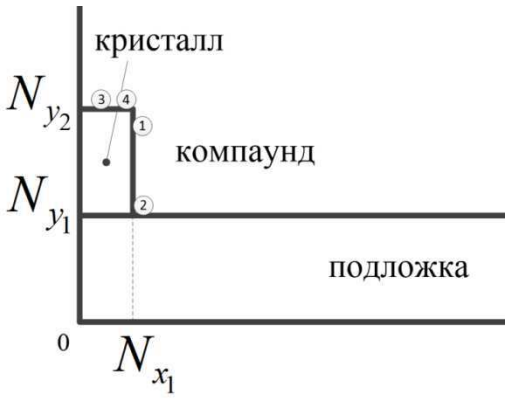


Рис.2. Условное изображение зон максимального нагрева компаунда светодиода

Так как компаунд является важным элементом структуры светодиода (способность пропускать световой поток заданной яркости и цвета), его долговечность и целостность должна сохраняться как можно дольше. Целесообразно исследовать температурное поле компаунда для выявления наиболее уязвимых зон.

В соответствии с рисунком 3 можно сделать вывод о том, что наиболее прогреваемая часть компаунда находится вблизи кристалла светодиода. Несмотря на значительный прогрев кристалла и подложки, они не теряют своих изначальных теплофизических свойств. Линза и большая часть компаунда даже при импульсных кратковременных нагрузках не подвержены нагрузкам. Но даже микрометровые дыры и области деградации способны значительно снизить заявленное время работы светодиода.

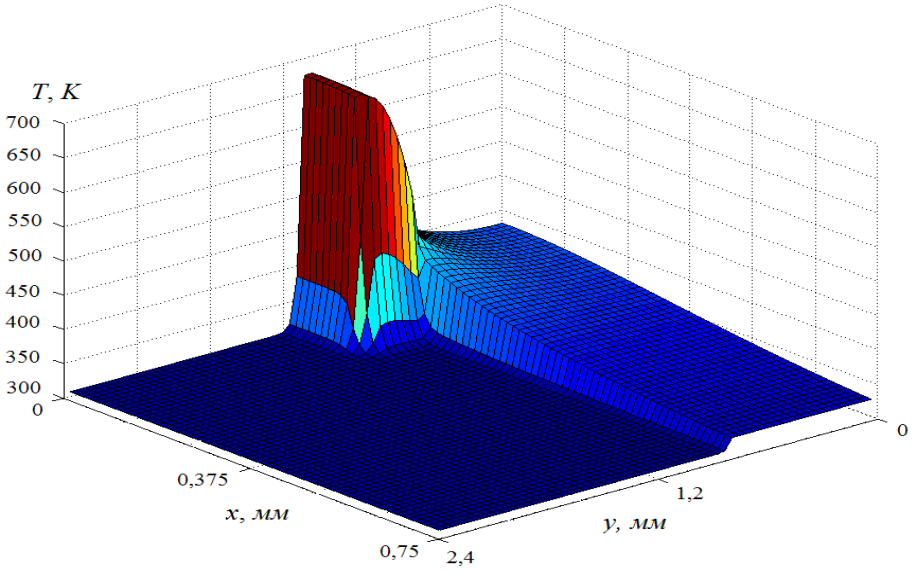


Рис.3. Типичное поле температур в области решения задачи теплопереноса при t= 0,005 с

В соответствии с рисунком 4 можно сделать вывод о том, что зона «1» прогревается за минимальное время. В этой зоне наибольшая вероятность образования деградация и дыр, что может привести к падению светопропускания и как следствие сокращению времени работы светодиода. В зонах «2» – «4» повышение температуры проходит достаточно быстро, но есть временной запас до критических значений. Необходимо избегать импульсных токов, так как даже при временном интервале в 5-10 мс компаунд может быть поврежден.

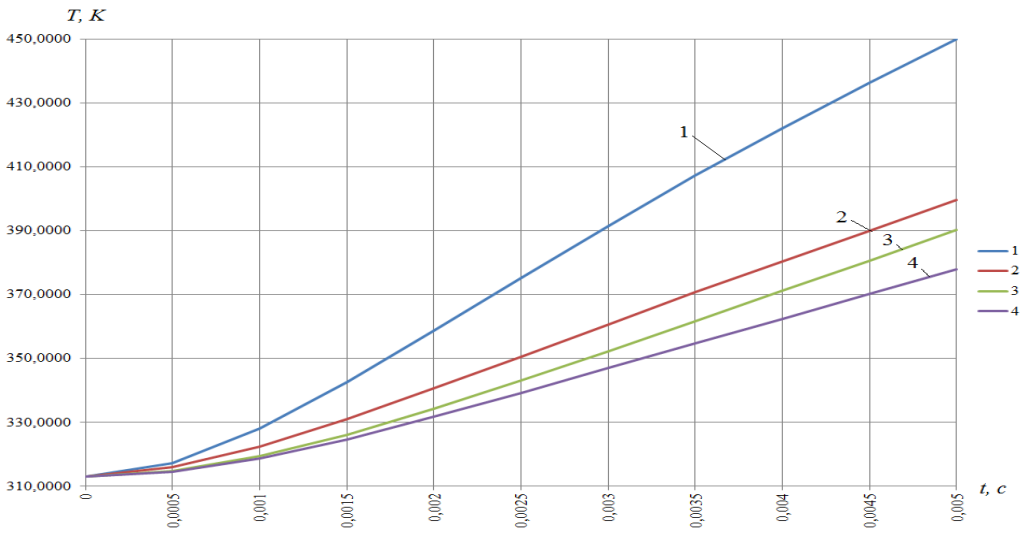


Рисунок 4. Значения температуры в зонах максимального нагрева компаунда светодиода

При изготовлении светодиодной продукции необходимо использовать теплоотводящие материалы или элементы конструкции вблизи зон максимального перегрева при максимальных токах. Данная модель может быть дополнена теплоотводящими компонентами вблизи зон перегрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанную физическую и математическую модели можно использовать для определения максимальных токов работы и максимально допустимого времени эксплуатации светодиода при таких перегрузках. Также ее можно применить для выявления наиболее прогреваемых зон любого компонента светодиода (в частности, компаунда) при различных максимальных токах.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта государственного задания «Наука» (проект № 2.1321.2014).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Lu G., Yang S., Huang Y. Analysis on Failure Modes and mechanism of LEDs // 8th International Conference on Reliability, Maintainability and Safety, 2009. ICRMS 2009. 20-24 July 2009, pp. 1237 – 1241.
2. Meyaard D. S., Cho J., Schubert E. F., Han S.-H., Kim M.-H., Sone C. Analysis of the temperature dependence of the forward voltage characteristics of GaInN LEDs // Applied Physics Letters 103, 121103 (2013)
3. Никифоров С. Г. Температура в жизни и работе светодиодов // Компоненты и технологии. 2005. №9. С 48 – 54.
4. Скрипниченко А. С. Импульсное питание светодиодов CreeXLamp с повышенным током // Полупроводниковая светотехника. 2011. №1. С 16 – 19.
5. Chen H., Keppens A., Hanselaerr P., Lu Y., Gao Y., Zhuang R., Chen Z.. Failure analysis of electrical-thermal-optical characteristics of LEDs based on AlGaInP and InGaN/GaN // Semiconductors. American Institute of Physics, volume 46, pp. 1310-1315.
6. Chang M.-H., Das D., Pecht M. Junction Temperature Characterization of High Power Light Emitting Diodes // IMAPS Mid-Atlantic Microelectronics Conference 2011, 23-24 June 2011 Atlantic City, New Jersey.
7. Сокольников А.В. Определение температуры перехода в гетероструктуре сверхяркого светодиода // А.В. Сокольников,С.О. Игошев,В.В. Траксова; Мордовский государственный университет им. Н.П. Огарева, г. Саранск [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://fetmag.mrsu.ru/2010-2/pdf/JunctionTemperature.pdf, свободный (дата обращения : 05.09.2014).

8. Strizhak P. A., Rudenko O. M. Mathematical simulation of heat transfer processes at the maximum possible electrical loads in typical light-emitting diodes // EPJ Web of Conferences 76, 01022 (2014).
9. Touloukian, Y. S., and C. Y. Ho, Eds., Thermal Conductivity of Nonmetallic Solids; Vol. 4, Plenum Press, New York, 1972.
10. Физические величины. Справочник. А.П. Бабичев, Н.А. Бабушкина, А.М. Братковский и др.; Под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. – М.:Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.
11. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: ООО «Старс», 2006. – 720 с.

ПЕРСПЕКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

С.Е. Кривошеев
Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань

Современное состояние российской электроэнергетики заключается в том, что «большая традиционная генерация» исчерпала свои возможности для дальнейшего развития России. Присоединение потребителей происходит в разных точках электрической сети, часто удалённых от «центров генерации», в различных энергорайонах и энергоузлах, в которых возникает дефицит генерирующих мощностей, в том числе из-за ограничений сетевых элементов. Возникающий дефицит генерирующих мощностей необходимо покрывать за счёт строительства новых электростанций. Строительство «большой генерации», как правило невозможно из-за узловых цен рынка мощности, экономической эффективности и окупаемости, обеспеченности транспортной инфраструктурой для доставки энергоносителей (природный газ, мазут, уголь), особенностей рельефа местности. Назрела необходимость в создании иных источников мощности совместно с работающими электростанциями «большой генерации». Одним из способов решения проблемы может стать развитие распределённой малой генерации и возобновляемых источников электроэнергии.

Распределённая малая генерация представляет собой электростанции малой мощности на традиционных энергоносителях (природный газ, мазут, уголь, вода). Объекты малой генерации могут быть построены возле или внутри крупных предприятий, связанных в один цикл производства (производство сахарного песка, нефтепереработка, сжигание попутного газа при нефтедобыче, добыча каменного угля и т.д). Достаточно эффективным способом по снижению местного дефицита мощности является строительство новых малых ГЭС или восстановление старых малых ГЭС, демонтированных при реализации плана ГОЭЛРО.

Межотраслевое научно-техническое объединение «ИНСЭТ» занимается проектированием и разработкой оборудования для малых ГЭС. Модельный ряд гидроагрегатов представляет собой линейку агрегатов мощностью от 10 кВт до 5600 кВт и номинальным напряжением от 0,4 кВ до 10 кВ. Агрегаты производятся для миниГЭС мощностью от 10 кВт до 150 кВт и малых ГЭС мощностью от 200 кВт до 5600 кВт. Информация представлена на основе описания, изложенного в [1]. Агрегаты микроГЭС представлены на рисунке 1.



Рис.1. МикроГЭС.

Биоэтанол -Этиловый спирт 99.5% полученный из растительного сырья и используемый как топливо для двигателей внутреннего сгорания. Сырьём для производства биоэтанола также могут быть различные сельскохозяйственные культуры с большим содержанием крахмала или сахара, наиболее подходящие из них: маниок, картофель, сахарная свекла, батат, сорго, ячмень [2].

Отходы сельского хозяйства есть ещё один возобновляемый источник энергии. Сельскохозяйственные отходы делятся на растительные сельскохозяйственные и животноводческие [3].

Работа биогазовой установки непрерывна и регулируется автоматикой. Число занятых на биогазовых станциях среднего масштаба не превышает 2 человек. Устройство биогазовой установки представлено на рисунке 2.

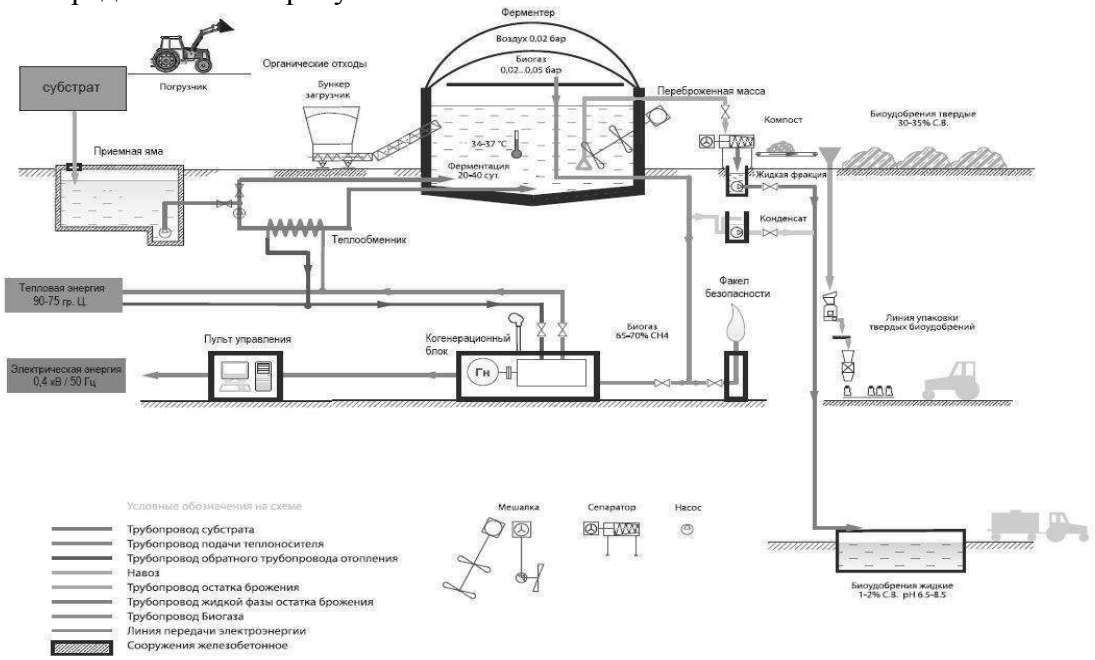


Рис.2. Устройство биогазовой установки.

Наиболее эффективной работы биогазовой станции можно добиться при соблюдении следующих условий:

- Бесперебойная поставка сырья для работы установки;
- Полное использование продукции биогазовой установки, прежде всего, электроэнергии.

Себестоимость производства тепла и электроэнергии на биогазовой станции производства люксембургской группы компаний BiogasEnergy и российского представительства ООО «Агробиотех» составляет 0,5-0,6 руб за кВтч. Средняя цена 1 кВт установленной электрической мощности биогазовой станции «под ключ» (в эту цену входит и 1 кВт тепловой мощности установки когенерации) составляет 60-90 тыс. руб [4].

Развитие малой распределенной генерации на примере энергосистемы Республики Татарстана.

Наиболее перспективными для строительства каскадов ГЭС представляются реки: Свияга - как самая многоводная из рассмотренных, Шешма - как река с многоводным стоком, и особенно Степной Зай с притоками - как крупный водоток, к тому же имеющий 2 больших водохранилища: Карабашское и Заинское.

Технический потенциал малых водотоков в Республике Татарстан в целом оценивается по средней мощности в 144,3 МВт и по среднегодовой выработке электроэнергии в 1,264 млрд.кВт.ч.

Наибольшим энергетическим потенциалом обладают реки Мензеля (58375 кВт.ч/кв.км), Степной Зай (50098 кВт.ч/кв.км), Шешма (45712 кВт.ч/кв.км), Кичуй (43775 кВт.ч/кв.км), Зай (43683 кВт.ч/кв.км), Малая Меша (32547 кВт.ч/кв.км), Зыча (32322 кВт.ч/кв.км).

Рассмотрены также водохранилища, предназначенные для мелиорации, их полезный объем используется в основном за 4 весенне-летних месяца с мая по август. Наиболее перспективными для энергетического использования являются водохранилища на реках Мелля, Иганя, Беденьга, Бурла [5].

История развития энергосистемы Татарстана подтверждает возможность использование малых ГЭС в период 1946-1962 годы. На территории Буинского энергорайона на реке Свияга эксплуатировались две малые ГЭС: Деушевская ГЭС и Киятская ГЭС [6]. История развития энергосистемы Татарстана представлена на рисунке 3.

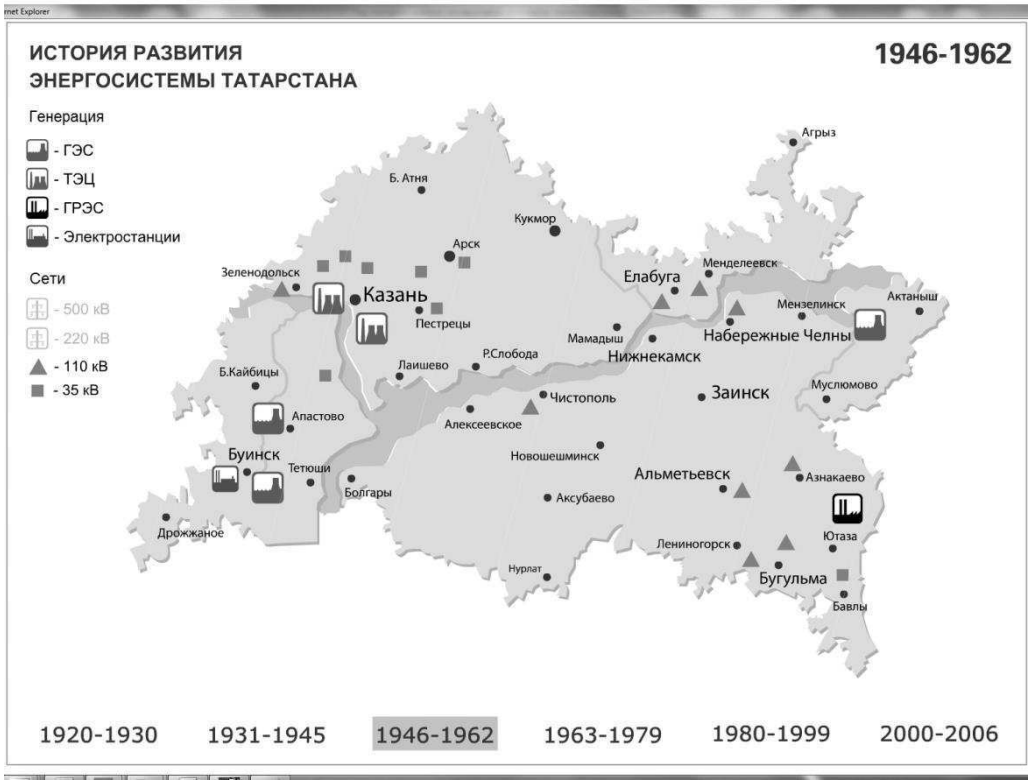


Рис.3. История развития энергосистемы Татарстана.

Буинский энергорайон характеризуется в настоящее время, как исключительно дефицитный энергорайон, поскольку в нем отсутствуют источники генерирующей мощности, электроснабжение которого осуществляется от энергообъектов энергосистемы Республики Чувашия. Технологическое присоединение новых потребителей с заявленной мощностью 5 МВт и выше в этом энергорайоне затруднено из-за малой пропускной способности распределительных сетей 110 кВ, из-за потерь мощности и напряжения по длинным связям. Поэтому восстановление этих двух малых ГЭС с использованием гидроагрегатов МНТО «ИНСЭТ», а также создания каскада вновьпостроенных малых ГЭС на реке Свияга и соединение их на параллельную работу с энергосистемой РТ придало бы мощный толчок к развитию Буинского энергорайона.

Строительство каскадов малых ГЭС на реке Шешма улучшит балансовую ситуацию в Филиале ОАО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети. Потребление этих сетей покрывается исключительно от двух источников (ПС 220 кВ Чистополь-220, ПС 110 кВ Каргали) по длинным электрическим связям 110 кВ, поэтому потеря одного из источников приведёт к отключению потребителей на время, требуемое для ликвидации аварийных воздействий. Для снижения объёма отключения потребителей и уменьшения времени отключения потребителей необходимо выполнить выдачу мощности малых ГЭС на шины ПС 110 кВ Архангельская или ПС 110 кВ Ерсубайкино.

Малые ГЭС на Карабашском и Заинском водохранилищах улучшат балансовую ситуацию в Филиале ОАО «Сетевая компания» Альметьевские электрические сети, которые являются исключительно дефицитными электросетями с отсутствием источников генерирующей мощности. Строительство малых ГЭС и каскадов микроГЭС позволит повысит инвестиционную привлекательность юго-восточных муниципальных районов Республики Татарстан.

Развитие малой генерации в Республике Татарстан не ограничивается малыми ГЭС. Подземные недра республики богаты нефтяными месторождениями в юго-восточных муниципальных районах. Нефтедобыча неотъемлимо связана со сжиганием попутных нефтяных газов, которые можно использовать в качестве энергоносителя для специальных энергоустановок, способных вырабатывать электрическую мощность. В ОАО «Татнефть» совместно с ЗАО «ТАТЕХ», занимающиеся нефтедобычей на территории республики, утилизация попутных нефтяных газов путём сжигания в газотурбинных установках Capstone является стратегической программой запущенной и реализуемой уже с 2007 года. Сегодня они успешно используют попутно добываемый нефтяной газ с содержанием сероводорода для выработки электроэнергии. Получаемая электроэнергия позволяет покрыть потребности производственных объектов Онбийского месторождения ЗАО «ТАТЕХ» на 60-65%. Срок окупаемости проекта составляет порядка 6 лет [7].

В Республике Татарстан кроме развития малой генерации имеется и потенциал для развития возобновляемых источников электроэнергии.

Наиболее успешными видами возобновляемых источников электроэнергии на территории Республики Татарстан для последующего развития могут стать источники электроэнергии на биоэтаноле, отходах сельского хозяйства.

На территории Республики Татарстан наиболее распространенными сельскохозяйственными культурами являются кукуруза, картофель, сахарная свекла, ячмень, пшеница. Таким образом, есть всё необходимое сырьё для производства биоэтанола. В технологии получения биоэтанола используются два способа: брожение и гидролиз.

Наиболее простым и распространённым способом получения биоэтанола является спиртовое брожение. Этот способ легко реализуем, поскольку в республике существуют 10 действующих спиртзаводов (Мамадышский, Шумбутский, Усадский, Буинский, Александровский, Сармановский, Тюрнясевский, Первомайский, Алатский, Мензелинский). На текущий момент мощности этих заводов задействованы не полностью. В рамках исполнения Распоряжения Правительства РФ от 18 июля 2013 №1247-р появился уникальный шанс для Татарстана, используя имеющиеся мощности спиртзаводов, развить биоэнергетику, тем самым снизить топливную составляющую в тарифах на электроэнергию, и как следствие повысить экономическую привлекательность для инвесторов. Биоэтанол может быть использован в качестве топлива всеми традиционными тепловыми электростанциями энергосистемы Татарстана.

Для определения места установки объектов малой распределённой генерации необходимо разработать критерии выбора. В зависимости от установленной мощности объектов малой генерации могут меняться критерии выбора, поэтому целесообразно разделить критерии выбора места установки для генерации с установленной мощностью до 5 МВт и генерации с установленной мощностью свыше 5 МВт и до 25 МВт.

Критерии выбора места установки малой генерации с установленной мощностью до 5 МВт:

- Потери напряжения в сети;
- Близость центров питания 0,4-6-10 кВ;
- Наличие энергоносителя (напор реки, отходы сельского хозяйства, попутный нефтяной газ, биоэтанол и т.д);
- Отсутствие независимого источника электроснабжения.

Критерии выбора места установки малой генерации с установленной мощностью свыше 5 МВт и до 25 МВт:

- Потери напряжения в сети, потери мощности;
- Наличие ограничений пропускной способности электрической сети 35 кВ и выше;
- Отсутствие резерва мощности центров питания 35 кВ и выше;
- Наличие дефицита мощности;

- Наличие разветвленной электрической сети;
- Обеспечение теплоснабжения населенных пунктов;
- Наличие энергоносителя в необходимом количестве (напор реки, отходы сельского хозяйства, попутный нефтяной газ, биоэтанол и т.д).

Возможными первоначальными точками присоединения объектов малой распределённой генерации в Республике Татарстан являются:

- ПС 110 кВ Мамадыш (снижение ΔР на 0,33 МВт);
- ПС 110 кВ Шемордан тяговая (снижение ΔР на 0,24 МВт);
- ПС 110 кВ Камское Устье (снижение ΔР на 0,11 МВт);
- ПС 110 кВ Буинск (снижение ΔР на 0,13 МВт);
- ПС 110 кВ Нурлат (снижение ΔР на 0,58 МВт);
- ПС 110 кВ Аксубаево (снижение ΔР на 0,5 МВт);
- ПС 110 кВ Б.Матаки (снижение ΔР на 0,49 МВт);
- ПС 110 кВ Новошешминск (снижение ΔР на 0,43 МВт).

Данные подстанции определены на основании предварительных электрических расчётов, при подключении генерирующих установок мощностью 5 МВт к которым уменьшаются потери мощности и потери напряжения в электрической сети.

Развитие малой распределённой генерации сталкивается с необходимостью определения приблизительной оценки экономического эффекта от строительства генерирующих установок. Оценочный экономический расчёт генерирующей установки установленной мощностью 5 МВт при присоединении к ПС 110 кВ Мамадыш показал, что предположительная оценка стоимости строительства ГТУ составляет 50 000 руб за 1 кВт установленной мощности при сроке эксплуатации 25 лет. Таким образом, стоимость ГТУ-5 МВт составит **250 000 000** руб. Ниже сведены стоимостные показатели необходимые для расчёта экономического эффекта.

Расход газа ГТУ - 83 куб.м/час (предположительный расход)

Стоимость природного газа [8] - 4,61 руб/куб.м

Стоимость электроэнергии [9] - 2,5 руб/кВт.ч (усредненная величина)

Стоимость теплоэнергии [10] - 1500 руб/Гкал (усредненная величина)

Расходы за год 13 351 839 руб.

Стоимость газа 83х4,61х8760=**3 351 839** руб.

Годовая сумма амортизационных отчислений 250 000 000*4%=**10 000 000** руб.

Годовая норма амортизационных отчислений 100%/25=4%

Доходы за год 131 100 000 руб.

Выручка от продажи электроэнергии 2,5х8760х5000= **109 500 000** руб.

Выручка от продажи теплоэнергии 1500х5х2880= **21 600 000** руб

Чистая прибыль117 748 161 руб.

Срок окупаемости 2,123 год.

Упрощенный экономический расчёт показал, что строительство малой распределенной генерации способно окупиться за два года.

Вывод.

Развитие современных технологий позволяет внедрить и построить альтернативные источники электроэнергии на территории Республики Татарстан, что положительным образом отразится на:

1. уменьшении дефицита электрической мощности,
2. снижении стоимости выработки электроэнергии,
3. снижении ограничений пропускной способности электрической сети,
4. увеличении резерва мощности центров питания,
5. увеличении объёма инвестиций в строительство производственных предприятий,

6. повышение экономических показателей региона, тем самым увеличивая стоимость республиканского валового внутреннего продукта,

7. увеличение налоговых поступлений в республиканский бюджет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Малая гидроэнергетика// Официальный сайт Межотраслевого научно-технического объединения «ИНСЭТ».http://www.inset.ru
2. Писклёнов Сергей. Биотопливо в широкие массы (биоэтанол, биометанол, биодизель)// Электронный журнал Engine-Market. 2010. http://www.engine-market.ua/articles/biotoplivo-v-shirokie-massy-bioetanol-biometanol-biodizel/
3. Биоэнергетика: сельскохозяйственные отходы// Официальный сайт Национальной ассоциации энергетиков России. http://nacep.ru/novosti-energetiki/alternativnaya-energetika/bioenergetika-celskoxozyajstvennye-otxody.html
4. Устройство биогазовой установки // Официальный сайтBiogas Energy. http://biogas-energy.ru/apparat-biogas/
5. Республиканская целевая программа «Энергосбережение в Республике Татарстан на 2000-2005 годы», утв. Постановлением КМ РТот 3 июля 2000 г. N 468 с изменениями от 1 августа 2005 г.// Электронный журнал «Энергосовет»http://www.energosovet.ru/npb8p9.html
6. История развития энергосистемы Татарстана http://www.tatgencom.ru/75/congratulations3.html
7. Президент Татарстана ознакомился с работой энергоустановок, работающих на попутном газе// ЗАО «Издательский Дом Нефть и Капитал». OilCapital.ru 2013.http://www.oilcapital.ru/downstream/199550.html
8. http://kt.tatarstan.ru/rus/info.php?id=593492 Розничная цена на газ в Республике Татарстан
9. http://kt.tatarstan.ru/rus/info.php?id=593600 Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Республике Татарстан на 2014 год.
10. http://kt.tatarstan.ru/rus/info.php?id=593764 Тарифы на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям на 2014 год.

РАЗРАБОТКА ГИБРИДНОГО ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Р.М. Шнеерсон

Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада

Энергосистема Мурманской области на сегодняшний день характеризуется наличием бытовых и промышленных потребителей, удаленных от основных объектов единой энергетической системы Российской Федерации на расстояния, составляющие десятки и даже сотни километров. Чаще всего это небольшие поселки, расположенные на расстоянии нескольких километров друг от друга. Суммарное потребление этих «микроэнергосистем» не превышает обычно величины в 1-1,5 МВт (годовой объем потребляемой электроэнергии составляет около 4 млн. кВт·ч). Легкая промышленность в свою очередь представлена рыбными хозяйствами и оленеводческими фермами. Таким образом, встает вопрос организации электроснабжения удаленного района мощностью потребления до 1-1,5 МВт. Характерными примерами могут быть Терский и Ловозерский районы Мурманской области. Сейчас электроснабжение большей части потребителей таких районов является

децентрализованным и осуществляется за счет использования малых дизельных электростанций, работающих непостоянно, а по несколько часов в сутки.

Способы доставки топлива для работы дизельных электростанций весьма разнообразны. Они зависят от специализации потребителей, их удаленности и состояния дорожно-транспортной сети. Сбор, обобщение и анализ информации о затратах на доставку топлива различными видами транспорта позволили установить, что цены на топливо возрастают при перевозках автомобилями – в 1,2-1,5 раза, морскими судами - в 1,3-1,8 раза, бездорожным транспортом – в 1,5-2,5 раза, а при использовании авиации – в 3 раза и более по отношению к отпускной цене на опорных базах топливоснабжения. В результате себестоимость электрической энергии, производимой дизельными электростанциями, может достигать 13-20 руб./кВт·ч, а тепловой энергии на местных котельных – до 8-15 тыс. руб./Гкал. Организация же централизованного электроснабжения удаленных потребителей Мурманской области от единой энергосистемы России сталкивается с рядом существенных сложностей. Расстояния в десятки и сотни километров и отсутствие крупных потребителей электроэнергии в удаленных районах Мурманской области делают строительство протяженных малозагруженных линий электропередачи нерентабельным.

Этим обусловлена необходимость рассмотреть другой способ организации электроснабжения удаленных потребителей Мурманской области, который не потребует затратных мероприятий по топливообеспечению и будет отвечать всем требованиям по качеству и надежности.

Перспективным вариантом организации электроснабжения может стать применение гибридных систем, состоящих как из единичной ветроэнергетической установки с накопителями и вспомогательными генераторами для заряда этих накопителей (генератор на биотопливе, солнечный генератор, малый ветряк), так и из нескольких ветроэнергетических установок, укомплектованных накопителями электроэнергии и вспомогательными генераторами, соединенных местной сетью - система MicroGrid. Использование в качестве вспомогательного генератора для зарядки накопителей энергии солнечных батарей в Мурманской области не представляется возможным ввиду малого количества солнечных дней. С другой стороны, возможно применение генераторов, использующих биотопливо, ввиду наличия развитой отрасли животноводства и, как следствие, наличия его достаточного количества. Однако следует отметить, что ведущая роль в этих системах отводится использованию энергии ветра.

Необходимым условием применения ветроэнергетических установок является среднегодовая скорость ветряного потока в рассматриваемом районе. Кольский полуостров в этом смысле характеризуется как благоприятное место с точки зрения ветропотенциала. Минимальная среднегодовая скорость, согласно [1], составляет 5,8 м/с. Максимальная скорость может достигать 30-40 м/с, особенно в прибрежных районах. Для использования ветроэнергетических установок малой мощности (единичной мощности 500 кВт) стартовая скорость должна составлять порядка 2,5 м/с. Оптимальная же скорость ветряного потока оценивается в 20-25 м/с. Таким образом, существует возможность применения ветрогенерации для электроснабжения децентрализованных потребителей Мурманской области.

Необходимость применения накопителей электроэнергии обусловлена непостоянством ветряного потока. В случае отсутствия или недостаточной для работы ветроэлектостанции скорости ветра для недопущения перерыва электроснабжения потребителей может использоваться накопленная энергия. Этот способ также применим для случаев штормового ветра, угрожающего поломкой ветроустановки. В этом случае лопасти ветроколеса блокируются, и потребители опять же снабжаются от накопителя электроэнергии.

Рассмотрим более подробно гибридный ветроэнергетический комплекс, предлагаемый в качестве источника питания потребителей типового удалённого района Мурманской области.

В соответствии с рисунком 1 гибридная ветроэнергетическая установка состоит из основного и вспомогательного генераторов, накопителя электроэнергии и инвертора.

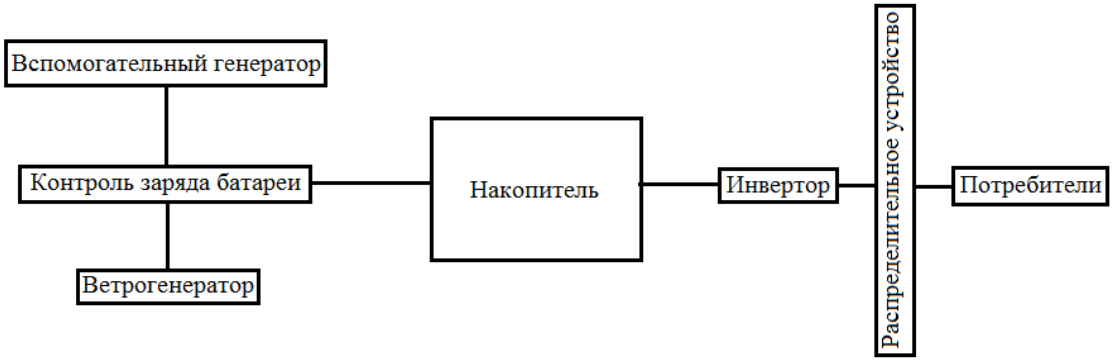


Рис.1. Структурная схема гибридной ветроэнергетической установки

Электроэнергия, вырабатываемая ветрогенератором, выдается напрямую потребителям через инвертор и распределительное устройство. Часть вырабатываемой электроэнергии идет на зарядку накопителя. Уровень заряда накопителя постоянно контролируется и дополнительно восполняется за счет вспомогательного генератора. Тип этого генератора выбирается исходя из местных условий эксплуатации, а также экономических затрат на установку, обслуживание и результирующую себестоимость произведенной электроэнергии. В условиях районов крайнего севера, таких как Мурманская область, применение солнечных батарей в качестве вспомогательного генератора не представляется возможным. Возможность применения генератора, работающего на биотопливе, также требует дополнительного изучения и расчётов экономической целесообразности. Использование дизельных генераторов экономически не является рентабельным в связи с указанными выше затратами на доставку топлива. Наиболее экономически обоснованным является установка дополнительного ветрогенератора малой мощности, работающего исключительно на заряд накопителя электроэнергии. Положение переключателя определяет способ организации электроснабжения потребителей от основного ветрогенератора или же от накопителя электроэнергии при ремонте или выходе основного ветрогенератора из строя.

Применение в качестве основного и вспомогательного источников электроэнергии ветрогенераторов имеет существенный недостаток, связанный с непостоянством ветряного потока. В случае остановки основного ветрогенератора, вспомогательный ветрогенератор, с меньшей в силу экономических обстоятельств установленной мощностью, не обеспечит должного уровня заряда накопителей электроэнергии при постоянном электроснабжении потребителей от этого накопителя. Таким образом необходимо рассмотреть вопрос оптимального выбора емкости накопителя электроэнергии, принимая за условие продолжительность непрерывного электроснабжения потребителей в течении времени, необходимого на восстановление основного электроснабжения.

Согласно [2], рассматриваемых потребителей удаленных районов Мурманской области можно отнести к группе электроприемников III категории. Для них электроснабжение может выполняться от одного источника энергии при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сутки. Установим срок гарантированного электроснабжения потребителей от накопителя электроэнергии равным 36 часам. Необходимо определить емкость и количество 12 вольтовых аккумуляторных батарей с расчётной нагрузкой 20 кВт (питание котельных, аварийного освещения и других ответственных потребителей). Запасаемая энергия равна 720 кВт·ч. Тогда суммарная емкость аккумуляторов будет определяться по формуле:

$$E = \frac{W}{U} = \frac{720 \cdot 10^3}{12} = 60 \text{ кА} \cdot \text{ч} \ (1),$$

где W-расчётная запасаемая энергия, U – номинальное напряжение батарей. Для обеспечения запаса энергии, необходимо увеличить рассчитанную емкость на 20 %, что будет равно 72 кА·ч. Таким образом возможно применение 24 свинцово-кислотных аккумуляторов открытого типа с панцирными положительными электродами емкостью по 3 кА/ч. Данный вид аккумуляторов рассчитан на применение в диапазоне температур от -400 до +600. Достоинством указанного типа аккумуляторов является продолжительный срок службы – до 20 лет и возможность до 1500 циклов разряда. Предварительный анализ позволяет рекомендовать установку 4 ветрогенераторов мощностью по 500 кВт каждый и аккумуляторной батареи 4320 кВт·ч (360 кА·ч при напряжении 12 В).

Для оценки коммерческой привлекательности проекта выполним экономическое сравнение предлагаемой ветроэнергетической установки и существующей системы электроснабжения потребителей на основе применения дизельных генераторов.

Как было сказано выше, годовое потребление рассматриваемого района оценивается в 4 млн. кВт·ч в год. Себестоимость произведенного 1 кВт/ч, при использовании дизельных генераторов, составляет от 13 до 20 рублей, в зависимости от затрат на доставку топлива. Стоимость приобретения и монтажа 3-х дизель-генераторных установок по 500 кВт составит 7,5 млн. рублей. Таким образом, за год суммарные затраты на производство необходимого объем электроэнергии составят около 80 млн. рублей без учета затрат на амортизацию и обслуживание.

В свою очередь удельная стоимость ветроэнергетической установки, на основании средней рыночной цены на 2014 год, составляет 1700 € за 1 кВт (около 68 тыс. рублей). Затраты на установку необходимого оборудования с учетом мощности потребления рассматриваемого района в 1,5 МВт составят 162 млн. рублей. В данном случае амортизационные и эксплуатационные затраты также не учитываются.

Для расчёта срока окупаемости проекта воспользуемся графиком зависимости суммарных затрат на производство электроэнергии от продолжительности работы установки, представленном на рисунке 2. Амортизационные затраты и затраты на обслуживание составляют 3 и 8 % для ветроэнергетической установки и дизель-генераторов соответственно.

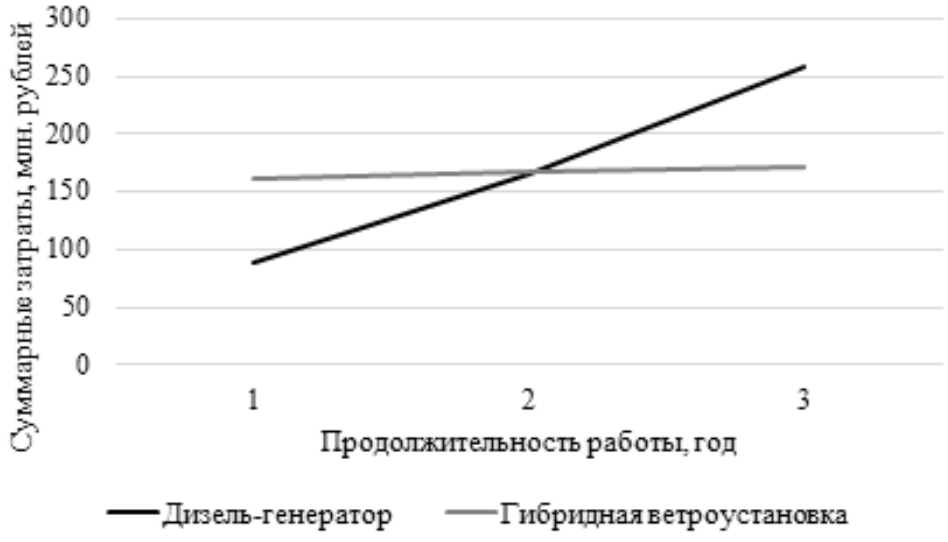


Рис.2. Зависимость суммарных затрат на производство электроэнергии от продолжительности работы установки

Из представленного графика видно, что затраты на реализацию проекта гибридной ветроэнергетической установки взамен используемых дизель-генераторных установок позволит окупить проект уже на 3 году работы.

ВЫВОДЫ:

Целью работы является обоснование способа электроснабжения удаленных потребителей Мурманской области, которое в настоящее время является

децентрализованным и осуществляется за счет использования малых дизельных электростанций, что обусловливает значи-тельную топливную составляющую стоимости отпущенного киловатт-часа. В работе предлагается альтернативный вариант обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей Мурманской области за счет использования энергии ветра. Предварительный анализ подтверждает достаточно малый срок окупаемости предлагаемой установки (3-5 лет) и экономическую привлекательность проекта для инвестиций. Следует отметить необходимость дальнейших исследований в части моделирования различных режимов гибридной ветроэнергетической установки, а также оптимизации состава оборудования с целью минимизации затрат и повышения надежности работы всего комплекса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Борисенко М.М., Стадник В.В., Атласы ветрового и солнечного климатов России.: Главная геофизическая лаборатория им. А.И.Воейкова, 1997.
2. Правила устройства электроустановок., Седьмое издание., Утверждены 1 ноября 2003 года приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. N 242.

Научный руководитель: С.В. Смоловик, д.т.н., профессор, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем, ОАО «НТЦ ЕЭС».

АНАЛИЗ МИРОВЫХ СТАНДАРТОВНА ПОДКЛЮЧЕНИЕ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко
ФГАОУ ВПО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина»,
Кафедра Автоматизированных электрических систем

Введение

В последние годы в российской энергетике распространение получает т.н. «малая генерация» (МГ) - совокупность модульных генерирующих установок мощностью порядка нескольких мегаватт, производящих электроэнергию, как правило, в месте ее конечного потребления и не использующих ее транспорт по сетям высокого напряжения (ВН). Такая малая генерация подключается к сетям низкого (НН) и среднего (СН) напряжения.

В зарубежной энергетике использование малой генерации связано, прежде всего, с развитием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В России подобная генерация, представленная в основном газовыми и дизельными установками, зачастую рассматривается в качестве альтернативы подключению к электрической и тепловой сетям.

Преимущества работы малой генерации параллельно с электрической сетью или невозможность работы ее в автономном режиме приводят к подключению малой генерации к Единой Энергосистеме. На сегодняшний день в России отсутствует проработанная нормативно-техническая документация на подключение малой генерации к сети и ее работу в составе энергосистем. Возникающий при этом ряд технических, технологических и других проблем исследуется в рамках профильных научно-технических и образовательных проектов [1].

Изучение международного опыта и мировых стандартов с целью выявления общих закономерностей в методах и способах интеграции малой генерации в энергосистемы является полезным этапом в формировании национальных стандартов. География данного аналитического исследования включает 20 стран Европы, Северной Америки, Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии, Тихоокеанского региона.

Технические требования к МГ для подключения и параллельной работы с сетью

В рамках анализа были рассмотрены основные технические требования, предъявляемые к подключаемым установкам МГ в различных странах мира [2-5]. Основные результаты рассмотрения, сгруппированные по десяти пунктам с учетом обоснования и предпосылок технических требований, сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Вероятные причинно-следственные связи при обосновании требований к МГ

Характеристика		**Обоснование**
1. Тип работы МГ	Параллельный	Обеспечение устойчивости современной МГ; стратегия ЕС 2020, 2050
	Автономный	Вынужденная работа в удаленных районах; частная (корпоративная) собственность
2. Классы напряжения	НН СН	Исторически сложившиеся характеристики сети
3. Топология сети		
4. Режим работы нейтрали		
5. Координируемый уровень токов (мощности) КЗ	НН СН	Техническая политика сетевых компаний и Системного оператора
6. Максимальная единичная мощность установки МГ	НН, однофазная МГ	Государственная политика поддержки ВИЭ
	НН, трехфазная МГ	Государственная политика поддержки бытовых потребителей и среднего бизнеса
	СН	Государственная политика поддержки энергокомпаний
7. Коэфф. мощности	Мин. индуктивный Мин. ёмкостной	Исторически сложившиеся принципы проектирования систем электроснабжения, в т.ч. расчет падения напряжения
8. Требования к качеству электроэнергии	Медленные и быстрые изменения величины напряжения Максимальный уровень гармоник	IEC 50160, IEC 61000, IEEE 519
	Частоты для ВЧ-связи	Принятые стандарты и протоколы связи
	Генерация постоянного тока	Экспертно – в стадии изучения
9. Релейная защита и автоматика	НН СН	ENS; исторически сложившиеся принципы проектирования РЗА
10. Прочие требования	Требования к точности синхронизации	Максимальный толчковый ток СГ не превышает номинального при хар-ках современных СГ

Характеристика		Обоснование
	Возможность удаленного отключения	Техническая политика Системного оператора

Наиболее интересной характеристикой является максимальная мощность МГ, допустимая для подключения к сетям НН и СН. От конкретных численных величин может зависеть классификация МГ, как следствие, объем и сложность требований, предъявляемых к тем или иным установкам.

Для стран Южной Европы, Австрии и Германии характерно широкое внедрение потребительских ВИЭ, и мощность, которую можно включить в одну фазу на НН, ограничена величиной около 5 кВт во избежание значительных перекосов в сети 0,4 кВ и других проблем. Для США и Японии значения составляют 25 и 50 кВт, соответственно.

Аналогично для трехфазной генерации НН в Европе и двухфазной генерации НН в США и Японии: до 500 кВт в Европе, 1000 кВт в США и 2000 кВт в Японии. В США и Японии в целом возможности для подключения больших мощностей на НН шире: это связано с особенностями государственной поддержки частной и корпоративной собственности. В Европе для частных лиц через лимит потребления стимулируется установка ВИЭ на НН, для энергокомпаний - подключение ВИЭ на СН.

Максимальная мощность, которую можно подключить в большинстве стран Европы, США и Японии на среднее напряжение, составляет от 8 до 20 МВт на классах напряжения до 35 кВ включительно. В Испании дополнительно подключаемая мощность МГ не должна превышать 50 % от располагаемой трансформаторной мощности ВН/СН. В Бельгии, кроме того, она нормируется дополнительными требованием по надежности с учетом критерия «n-1». В Португалии мощность МГ ограничивается в основном требованиями по обеспечению уровня токов короткого замыкания. В Канаде достаточно большие мощности собственной генерации можно подключать на классы напряжения до 69 кВ.

В Австрии, Германии, Нидерландах, Саудовской Аравии мощность МГ, подключаемой на СН, не ограничивается.

Порядок подачи заявки на технологическое присоединение и распределение ответственности за разработку проекта

Существуют различные модели порядка подачи заявки на технологическое присоединение установки МГ, разработки проекта и ввода установки в эксплуатацию [2, 3].

Наиболее распространенная первая модель включает заявку на подключение, предварительную проработку схемы выдачи мощности и технико-экономическое обоснование (ТЭО) выгодности работы собственной малой генерации. Затем выполняется рабочий проект. Модель характерна для Франции, Италии, Германии, Бельгии, Ирландии, Англии, Японии, Кореи и Австралии.

Вторая модель, принятая в Нидерландах, отличается тем, что для ускорения подключения закупка необходимого оборудования и проработка схем выдачи мощности ведутся параллельно.

Третья модель характерна для скандинавских стран. Ее особенностями являются необходимость готовности проекта к моменту подачи заявки на присоединение, а также наличие открытых общественных слушаний с привлечением внешних экспертов в области энергетики и других областей – вплоть до членов Greenpeace.

Четвертая модель, применяемая в Испании, одна из самых сложных моделей, подразумевает взаимодействие между заявителем, системным оператором и сетевой компанией на всех этапах от заявки до заключения договора на технологическое присоединение.

Таким образом, в большинстве стран разработка схемы выдачи мощности МГ является необходимым предварительным условием для разработки и выдачи технических

условий (ТУ) на подключение МГ (или является первым этапом, если за ТУ и проект отвечает одна организация). Состав проектных работ, как правило, включает схему выдачи мощности, ТЭО, иногда ТКЗ, реже устойчивость МГ.

Сроки разработки проектов на подключение установки МГ к сети приведены на рисунке 1.

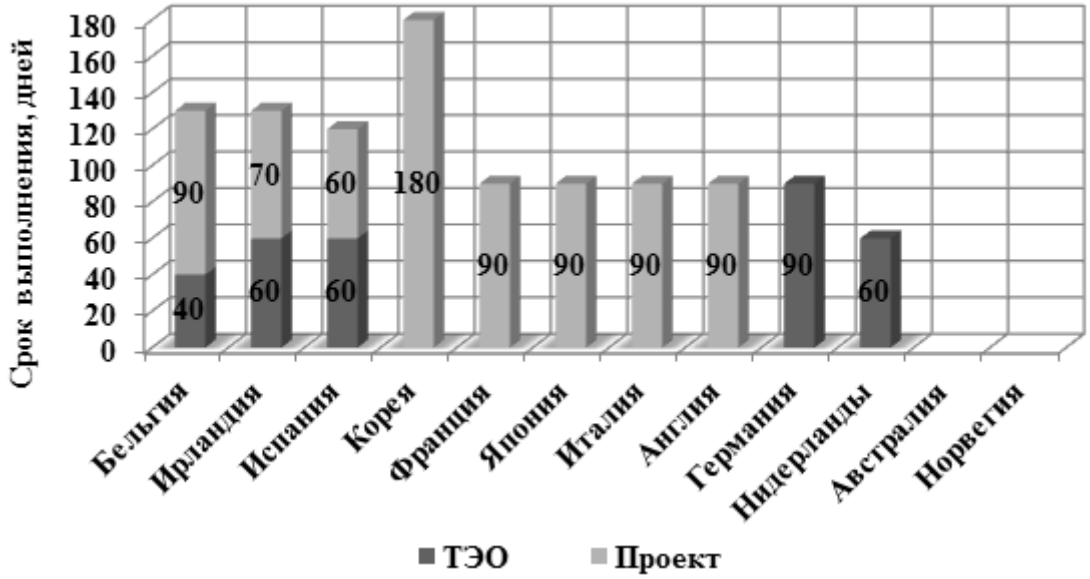


Рис. 1. Сроки разработки проектов

В таких странах, как Бельгия, Ирландия, Испания, существуют как стадия технико-экономического обоснования, так и стадия рабочего проекта. В Корее, Франции, Японии, Италии, Англии существует только стадия рабочего проекта. В Германии и Нидерландах, по большому счету, требуется только технико-экономическое обоснование для подключения собственной генерации. Это связано с высокой производственной культурой в этих странах, а также с наличием большого количества типовых решений подключения собственной генерации. В Австралии и Норвегии сроки не нормируются.

Следует отметить, что разработка проекта на технологическое присоединение и его согласование занимает в большинстве стран не больше полугода. Полный срок подключения и установки собственной генерации – не больше года. Процедура технологического присоединения в ряде стран является платной для заявителя. Процедура технологического присоединения в случае необходимости реконструкции сети является платной в большинстве стран, распределение расходов осуществляется по договоренности.

Стандарт IEEE 1547. Подключение малой генерации к электроэнергетической системе

Самым проработанным на сегодняшний день стандартом на подключение МГ является международный стандарт американского происхождения IEEE 1547, состоящий из восьми частей [5]. Первые четыре схожи, по сути, с Правилами устройства электроустановок. Остальные части включают руководство по проектированию установок собственной генерации, а также научно-технические приложения для исследований влияния малой генерации на энергосистему.

IEEE 1547 содержит подробное описание технологических проблем внедрения малой генерации в энергосистему и носит скорее научно-технический характер, чем инженерный. Стандарт задает типовую структуру выполнения проектов и различной деятельности в области собственной генерации, в которую вписываются национальные стандарты с конкретными характеристиками и численными значениями. Следует отметить, что стандарт не является обязательным даже в США, а наиболее широко используется в соседней Канаде [1].

ВЫВОДЫ

1. На сегодняшний день не существует общепринятых международных стандартов на подключение и эксплуатацию малой генерации.
2. Стандарты на подключение малой генерации разрабатываются с включением действующих стандартов на смежные области техники и технологии, а также отражают субъективно-технические, экономические и исторические предпосылки.
3. Процедура разработки и согласования проектной документации на подключение МГ занимает в большинстве стран до полугода, процедура подключения в целом – около года. Разработка проектной документации на подключение МГ в большинстве стран выполняется силами Системного оператора, реже Сетевой компании, и является платной для заявителя либо на стадии разработки ТЭО, либо на стадии разработки рабочей документации.
4. В большинстве стран разработка схемы выдачи мощности электростанции является необходимым предварительным условием для разработки и выдачи технических условий на подключение МГ (или является первым этапом, если за ТУ и проект отвечает одна организация). Состав проектных работ, как правило, включает схему выдачи мощности, ТЭО, иногда ТКЗ, реже устойчивость МГ.
5. Существующий международный стандарт на подключение МГ IEEE 1547 не является законченным и общепризнанным документом (энергокомпании США используют собственные стандарты). IEEE 1547 содержит подробное описание технологических проблем внедрения малой генерации в энергосистему, носит научно-технический характер и в чистом виде не может быть использован в качестве национального стандарта по подключению МГ.
6. Изучение международного опыта целесообразно с точки зрения формирования концепции развития малой генерации и создания национальных нормативно-технических документов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Периодический открытый семинар «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации» [Электронный ресурс] // НП РНК СИГРЭ. [Офиц. сайт]. URL: http://cigre.ru/activity/conference/seminar_c6/ (дата обращения: 01.09.2014).
2. Connection of generators and other customers: rules and practices // Working group C6.02. 271. CIGRE, 2005.
3. Connection criteria at the distribution network for distributed generation // Task Force C6.04.01. 313. CIGRE, 2007.
4. Study about International Standards for the connection of Small Distributed Generators to the power grid // Cologne University of Applied Sciences, Köln, 2011.
5. IEEE 1547. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems // The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011.

Научные руководители:

А.В. Паздерин, д.т.н., профессор, Заведующий кафедрой Автоматизированных электрических систем, УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина;

П.М. Ерохин, д.т.н., профессор, советник заместителя председателя правления ОАО «СО ЕЭС».

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА НА ПРИМЕРЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «ТЭЦ-СЕВЕРНАЯ»

Е.А. Бусыгина
Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Астраханской области»

Изначально блок-станция «ТЭЦ-Северная» была образована в 1961-64 годах для покрытия производственных нужд промышленного предприятия, занимавшегося изготовлением целлюлозы, картона, бумаги, дрожжей кормовых и другой продукции, а также заготовкой тростника, рогозы. После реорганизации путем выделения из состава ОАО «Астраханбумпром» ОАО «ТЭЦ-Северная», как юридическое лицо зарегистрировано и действует с 06 января 1998г. На момент приостановки промышленного производства, блок-станция обеспечивала теплом и горячей водой несколько близлежащих микрорайонов. На данный момент «ТЭЦ-Северная» поставляет тепловую энергию в виде отопления и горячей воды на нужды проживающего и работающего населения 3 микрорайонов (порядка 30 тыс. человек), более 20 социальных объектов города Астрахани, а также частично промпредприятий на бывшей промышленной зоне Астраханского целлюлозно-картонного комбината.

На момент реорганизации теплоэлектроцентраль представляла собой производственный комплекс, имеющий 4 энергоблока (котлоагрегаты Барнаульского котельного завода) тепловой мощности 196 Гкал/ч, вырабатывающих пар давлением 39 атм. и температурой 440^0С, и 3 турбогенератора Калужского турбинного завода общей мощностью 24 МВт. Вырабатываемая электроэнергия частично шла на собственные нужды и нужды потребителей бывшей промышленной зоне АЦКК, частично с шин главного распредустройства 6 кВ распределялась через линии связи в электрические сети ОАО «МРСК Юга - Астраханьэнерго».

Основной проблемой работы блок-станции стал моральный и физический износ оборудования, несоизмеримость потребностей жилого сектора с потребностями, на которые было рассчитано строительство станции в 60-е годы прошлого столетия (в данном случае потребности жилого сектора составляют около 25% от мощности станции), а также тарифное сдерживание со стороны государства. Поддерживать станцию в рабочем состоянии в таких условиях, которые приводили к ежегодным убыткам в размере более 50 млн. руб., становилось все более сложно. Было принято решение о реконструкции теплоэлектроцентрали с целью снижения топливной составляющей и обновления энергооборудования с учетом современных тенденций развития тепловой и электрической генерации.

Развитие малой энергетики с применением новых технологий комбинированной выработки электроэнергии и тепла происходит достаточно динамично. Наименее затратным методом создания таких энергоисточников является «надстройка» электрогенерирующими мощностями котельных, при этом тепло первичного двигателя (газовой турбины или поршневого двигателя), обладающее значительным энергетическим потенциалом, используется для нужд отопления и горячего водоснабжения потребителей.

Для модернизации было выбрано следующее оборудование:

- 6 водогрейных трехходовых котла RIM MAX 8000 (тепловая мощность 8 МВт), которые должны покрывать нужды потребителей в тепловой энергии на отопление в осеннее-зимний период;

- 4 газопоршневых агрегата (ГПА) GE Jenbacher JMC 612 GS-N.LC (электрическая мощность 2004 кВт, тепловая мощность 1833 кВт), которые предназначены для выработки

электрической энергии на собственные нужды и на выдачу в сеть и тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения.

В летний период для горячего водоснабжения потребителей достаточно работы только ГПА. Съем тепла происходит при помощи циркуляционной воды, которая последовательно проходит теплообменники смазочного масла, рубашки охлаждения двигателя и выхлопных газов. Параметры ГПА представлены в таблице 1.

ГПА для модернизации котельной наиболее экономичный вариант по нескольким причинам:

1. Меньшая удельная стоимость капитальных вложений по сравнению с газовыми турбинами [1].
2. Более выгодное соотношение электрической и тепловой мощности, позволяющее выработать больше электроэнергии комбинированным способом [2].
3. Возможность стабильно работать на малых нагрузках [2].
4. Небольшая мощность единичных агрегатов, что позволяет регулировать нагрузку и выдачу электрической энергии в сеть [1].
5. Собственный источник электроэнергии дает увеличение надежности энергоснабжения [1].

Инвестором выступили ООО «Энергосистема» в партнерстве с ОАО «Московский индустриальный банк». Генеральным проектировщиком и генподрядчиком – компания ООО «Теплостройпроект-С».

Первый этап реализации инвестиционного проекта, связанный с реконструкцией котельной и вводом в эксплуатацию 6 водогрейных котлов RIM MAX 8000, был выполнен в конце 2012 года. Второй этап (ввод в экспуатацию ГПА GE Jenbacher) - находится на завершающей стадии.

Таблица 1. Технические характеристики ГПА GEJenbacher

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1.	Электрическая мощность	кВт	2004
2.	Тепловая мощность	кВт	1833
3.	Тип двигателя		JMC 612 GS-N.LC
4.	Тип генератора		DIG 130
5.	Напряжение	кВ	6,3
6.	Мощность генератора	кВА	3000
7.	Давление топливного газа	МПа	0,4-0,8
8.	Расход газа на номинальной мощности	$Нм^3/ч$	468
9.	Расход масла (удельный)	г/кВт.ч	0,3
10.	Электрический КПД на номинальной мощности	%	45,1
11.	Параметры теплового контура: - температура на входе/выходе - расход циркуляционной воды - давление воды в контуре	 ^0C $м^3/ч$ МПа	 70/95 63 1

В ходе анализа реализации проекта автором был выявлен ряд проблем, снижающих инвестиционную привлекательность переоснащения, как по теплоснабжению, так и по электроснабжению. В данном случае не требовалось согласование подключения и получения технических условий на технологического присоединение к электрических сетям по причине наличия у ОАО «ТЭЦ-Северная» точки поставки с разрешенной мощностью 24 МВт. Но практика показала, что на этапах реализации проекта реконструкции возникает достаточно много трудностей, связанных с различным толкованием специалистами требований закона

о технологическом присоединении [3] и регламентов процедур согласования мероприятий по вводу и выводу оборудования из эксплуатации [4].

Не решен вопрос и высокого тарифа за передачу электроэнергии, который не учитывает фактическое расстояние от производителя до потребителя электрической энергии в пределах региона, а продажа электрической энергии на региональном рынке гарантирующему поставщику не рентабельна по причине конкурентных тарифов ФОРЭМ. В этой ситуации наиболее разумный подход – прямые договора поставки с предприятиями, находящимися в промышленной зоне бывшего комбината, при условии развития собственных сетей либо сетей заинтересованного потребителя для передачи электрической энергии. В данном случае речь идет об энергообеспеченной площадке для малого и среднего бизнеса.

Инвестор также не достаточно заинтересован в развитии когенерации – рынок тепловой энергии является малопривлекательным [5]. В частности отсутствует возможность продавать тепловую энергию по экономически обоснованному тарифу. Утвержденный тариф на тепловую энергию ОАО «ТЭЦ-Северная» на II полугодие 2014 года составляет 1047 руб./Гкал, в то время как обоснованный тариф на 2014 год предлагался в размере 2237 руб./Гкал. Недополученный доход в виде убытков по результатам производственной деятельности в данном случае ежегодно ложится на собственника. Выход ОАО «ТЭЦ-Северная» с разногласиями на уровень ФСТ России привел к дополнительной защите части необходимой валовой выручки в размере 23,5 млн. рублей. Однако регулирующим органом принято в зачет только 3,5 млн. рублей с отнесением остатка к следующим расчетным периодам тарифообразования.

Требования закона о государственной поддержке инвестиционной деятельности в виде субсидий либо тарифной надбавки [6] уже не один год не могут быть использованы ОАО «ТЭЦ-Северная» по причине необоснованных неоднократных отказов уполномоченных органов субъекта РФ в надлежащем утверждении инвестиционной программы предприятия и дефицита регионального бюджета. И таким образом тарифное сдерживание по факту является и инвестиционным.

Возведение блочных котельных без «надстроек» в виде электрогенерирующих мощностей удешевляет конечную стоимость проекта, что также снижает заинтересованность в когенерации. Хотя в долгосрочной перспективе при цене газа за 1000 $м^3$- 4522 руб., стоимости топливной составляющей (без учета реализации тепловой энергии) за 1 кВт.ч 1,06 руб., возможности покрывать часть тепловых нагрузок за счет производства электрической энергии, данный проект представляется достаточно перспективным, несмотря на увеличение первоначальных вложений.

Выводы: 1. Несмотря на то, что в законе «Об электроэнергетике», в законе «О теплоснабжении» когенерация имеет положительные упоминания в рекомендательном порядке, обязательности мер господдержки малой комбинированной выработки фактически нет [7,8]. Для понижения энергоемкости ВВП необходимы механизмы поддержки развития когенерации, особенно в случаях связанных с теплоснабжением потребителей.

2. Создание единых стандартов синхронизации с ЕЭС объектов распределенной генерации упростит процедуру согласования документов по технологическому присоединению к электрической сети и сделает её более прозрачной. В данном случае становится актуальным вопрос о том, как отреагирует ЕЭС на увеличение количества малых генераторов.

3. На данный момент выгодней содержать генерацию для покрытия собственных нужд предприятия или продажи электрической энергии по прямым договорам поставки, чем для продажи на розничном рынке гарантирующему поставщику.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Салихов А.А., Фаткуллин Р.М., Абдрахманов Р.Р., Щаулов В.Ю. Развитие мини-ТЭЦ с применением газопоршневых двигателей в республике Башкортостан // Новости теплоснабжения. 2003. №11. С. 24-30.

2. Буров В. Д. Газотурбинные и газопоршневые энергетические установки малой мощности // Горный журнал. 2004.Специальный выпуск. С. 87–89,133.
3. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 31.07.2014) "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям" (с изм. и доп., вступ. в силу с 05.08.2014).
4. Постановление Правительства РФ от 26.07.2007 N 484 (ред. от 16.08.2014) "О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации".
5. Матиящук С.В. Рынок тепловой энергии: вопросы теории и практики. М.: ИНФРА-М, 2009. 104 С.
6. Закон Астраханской области "О государственной поддержке инвестиционной деятельности в Астраханской области" (принят Думой Астраханской области 31.03.2011).
7. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике" (с изменениями и дополнениями).
8. Федеральный закон от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с изменениями и дополнениями).

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

С.С. Попов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ

Сегодня энергетика мира базируется на невозобновляемых источниках энергии. В качестве одних из главных энергоносителей выступают нефть, газ и уголь. Ближайшие перспективы развития энергетики связаны с поисками лучшего соотношения энергоносителей и, прежде всего с тем, чтобы попытаться уменьшить долю жидкого топлива. Но можно сказать, что человечество уже сегодня вступило в переходный период - от энергетики, базирующейся на органических природных ресурсах, которые ограничены к энергетике на практически неисчерпаемой основе. Большие надежды в мире возлагаются на так называемые альтернативные источники энергии, преимущество которых заключается в их возобновимости и в том, что это экологически чистые источники энергии, ввиду того, что в последние годы стал остро подниматься вопрос о приближающейся экологической катастрофе.

В ряде стран приняты государственные программы экономии энергии. Энергетическая и сырьевая проблемы становятся все более острыми и в России, хотя ее доля в мировой добыче нефти, газа, в производстве металлов, минеральных удобрений значительна.

Все большую популярность в мире приобретают альтернативные источники энергии, к таким источникам можно отнести:

1. энергию солнца,
2. энергию ветра,
3. энергию приливов,

4. глубинное тепло Земли,
5. топливо из биомассы,
6. гравитационное воздействие Земли.

Рассмотрим основные из них более подробно:

1. Солнечная энергия

Появление в начале 50-х годов солнечных элементов, разработанных в лаборатории Белла, произвело революцию в электронной промышленности. Космическая индустрия была бы без них практически беспомощна. Легкие солнечные генераторы энергии позволили совершенно по-иному подойти к проблеме создания искусственных спутников Земли. Кроме того, солнечные установки могут быть предназначены для отопления и горячего водоснабжения жилых домов. Солнечные энергетические установки способны сэкономить дорогостоящее минеральное топливо, благодаря разумному использованию энергии солнечного излучения.

Уже в настоящее время построены гелиостанции в США (Калифорнии), Германии и др мощностью 15 МВт. Они имеют довольно высокие экономические показатели, не уступающие ряду станций других типов.

2. Ветровая энергия

Впервые энергия ветра была использована, по-видимому, для передвижения парусных судов, а позднее - для подъема воды и размола зерна. Считается, что в Китае, Японии и Тибете первые ветряные двигатели были построены более 2 тысяч лет назад. Древние вавилоняне использовали их для осушения болот. В Египте и на Ближнем Востоке строили ветряные водоподъемники и мельницы.

Но толком ветряной энергией стали заниматься гораздо позже. В России этот вид энергии стал объектом для исследований только после революции. В связи с началом электрификации сельского хозяйства была организована работа по созданию ветроэлектрических станций (ВЭС). Уже в 1930 г. была спроектирована, а в 1931 г. сооружена в Крыму первая в мире ВЭС Д30 мощностью 100 кВт. Станция проработала до 1942 г. и давала энергию в электрическую сеть Севастопольэнерго. А в 1956 г. было произведено более 9 тысяч ветродвигателей. За рубежом наиболее широкое применение ветроустановки нашли в Австралии, Новой Зеландии, Латинской Америке, Греции и др.

Ветер - один из наиболее мощных энергетических источников, который при благоприятных условиях может быть широко использован в народном хозяйстве. Он возникает вследствие постоянной циркуляции перемещения воздушных масс в атмосфере, вызванной неравномерным нагревом солнцем земной поверхности. Особенность ветра как энергетического источника заключается в его непостоянстве, большой изменчивости скорости, а отсюда и энергии (в силу ряда метеорологических факторов (возмущение атмосферы, изменение солнечной активности и количество тепловой энергии, поступающей на землю), а также из-за влияния рельефных условий.

Несмотря на несколько большие капитальные вложения ветроустановки экономичнее тепловых установок вследствие низкой эксплуатации расходов (затраты на них меньше примерно в 6 раз). Кроме того, срок службы ветроагрегатов (относительно тихоходных машин) значительно больше, чем у тепловых двигателей. Поэтому удельные затраты метала на единицу выработки за весь срок службы, а также амортизационные отчисления у них меньше. Развитие ветроэнергетики путем строительства ВЭС зависит от того, как быстро удастся снизить стоимость и металлоемкость двигателей, повысить их надежность. Для этого применяются железобетонные опоры, неметаллические лопасти, легированная сталь и легкие сплавы. Чтобы ВЭС стали выгоднее конкурирующих установок капиталовложения в их строительство нужно снизить на 25-30%.

3. Биотопливо

Этот вид энергии имеет большие преимущества перед другими видами, поскольку он относительно дешевый и практически безвреден для окружающей среды. Естественно, что

это не могло остаться незамеченным и многие страны уже активно занимаются исследованиями в этой области.

Созданием топлива из биомасс активно занимаются практически во всем мире и даже есть страны, которые уже перешли на этот вид топлива в определенной мере (в Финляндии потребности в горючем уже на 20% удовлетворяются за счет биотоплива, а лидирует в ЕС по использованию биомассы в качестве источника энергии Германия). Конечно, надо понимать, что на то, чтобы полностью заменить ту же нефть (применение) биотопливом должен пройти определенный срок. Уже сейчас можно увидеть основные преимущества биодизельного топлива: в выхлопе гораздо меньше токсичных отходов, сажи (на 50%) и выбросов CO и CO2, оно дешевле нефтепродуктов и может использоваться как в чистом виде, так и в смеси с привычным топливом. В смеси биотопливо пригодно для любого дизельного двигателя, само по себе значительно безопаснее для окружающей среды, чем обычное топливо (менее токсично, чем обычная поваренная соль), оно так же легко разлагается микроорганизмами (на 90% за 3 недели).

В Токийском технологическом институте недавно запатентован метод преобразования растительного масла в биодизельное топливо с использованием катализаторов, в десятки раз гораздо более дешевых, чем применяемые ныне. Японские ученые получили пригодный для много кратного использования катализатор - твердую кислоту из обычного сахара. Теперь, по мнению авторов открытия, наладив промышленный выпуск катализатора, можно будет приступать к массовому производству дизельного топлива из возобновляемого сырья.

В России так же имеется ряд разработок на данную тему. Так например весной 2005 г в Белгородской области прошли первые испытания тепловоза с дизельным двигателем, адаптированным и работающем на рапсовом масле.

Большие надежды за рубежом возлагают на получение энергии из биомассы, содержащей различные сахара, путем ее сбраживания с получением спирта (этанола). В Бразилии разработана национальная программа использования этанола, полученного из сахарного тростника, для замены почти четверти потребляемого в стране бензина. Уже сегодня около 10% продаваемого там бензина содержит 10% -ную добавку этанола, что заметно снижает содержание вредных веществ в выхлопных газах. Масштабная программа замены бензина этанолом, получаемым при переработке излишков кукурузы и других зерновых культур, осуществляется и в США. На долю так называемого газохола (смеси бензина с этанолом) уже приходится около 10% топливного рынка страны. Использование спирта в качестве топлива на транспорте получило широкое распространение во Франции и Швеции.

4. Гравитационное воздействие Земли.

Гравитационное поле земли - поле силы тяжести, обусловленное тяготением Земли и центробежной силой, вызванной её суточным вращением. Характеризуется пространственным распределением силы тяжести и гравитационного потенциала.

Использование неисчерпаемой гравитационной энергии Земли может решить насущные проблемы энергетики и экологии. На базе разницы воздействия гравитации Земли на воздух и жидкость имеется возможность получать сначала механическую, а затем и электрическую энергию. Одно из технических решений было предложено российскими разработчиками. Это устройство основано на законе Архимеда о действии на тело, погруженное в жидкость, выталкивающей силы, которая противоположна силе его тяжести и может быть преобразована в механическую энергию. Устройство для преобразования гравитационной энергии в механическую включает емкость для жидкости, во внутреннем пространстве которой на валу расположены емкости-лодочки, под днищем расположен компрессор. При включенной управляемой муфте к валу отбора мощности в емкость подается сжатый воздух от компрессора. Образующиеся при этом пузырьки газа, вытесняют из емкостей-лодочек жидкость и приводят их в движение, что в свою очередь приводит в движение вал. При установке на таком валу генератора возможно получать экологически чистую электрическую энергию.

В настоящее время на НПО ЗАО «Электромаш» изготовлен действующий образец мощностью 5 МВт. По данным завода изготовителя затраты на изготовление данного устройства составили 1500 $ США, в комплекте с генератором и управляющим устройством он будет стоить примерно 120 000 $ США при производительности 3,6 миллиона кВт/ч в месяц. При стоимости 5 центов за 1 кВт срок окупаемости устройства (без дополнительного оборудования) составит около месяца [3].

5. Глубинное тепло Земли

В ряде стран созданы геотермальные станции - в США (станция Гейзерс в США имеет мощность 1 млн. кВт), России, на Филиппинах и в Италии.

В настоящее время активно используется лишь гидротермальная энергия, получаемая с помощью горячей воды земных недр, находящейся на небольшой глубине, однако в 2009 году буровая скважина под названием «Крафла» на северо-востоке Исландии достигла 2100 метров и попала в «карман» из магмы. Температура магмы составляет от 700 до 1300 ^{o}C и представляет значительный интерес с точки зрения геотермальной энергии.

Альтернативный подход предусматривает закачку воды и получение пара. Национальная энергетическая компания Исландии проинвестировала проект использования магмы и уже получила от него отдачу. Вода закачивается по стальной трубе в скважину и на выходе из теплообменника, находящегося в скважине получается сверхперегретый пар температурой 450 ^{o}C приводящей в движение турбину. Его температура является рекордной для геотермальной энергетики. Потенциал данной электрической станции 36 МВт.

Кроме вышеперечисленных преимуществ развитие электроэнергетики в целом и строительстве электростанций небольшой и средней мощности, основанных на альтернативных источниках энергии увеличат рост числа установок распределенной генерации, что даст возможность использовать их потенциал для повышения эффективности управления энергосистемой. В частности, в энергосистеме с распределенной генерацией появятся дополнительные возможности для регулирования напряжения, разгрузки линий и трансформаторов, что способно значительно снизить необходимость отключения потребителей в аварийных ситуациях.

Вне зависимости от многих плюсов у альтернативной энергетики имеется и ряд насущных минусов, препятствующих повсеместному внедрению. Они носят экономический, территориальный, социальный и др. характер. Так для примера из недостатков ветроэнергетики можно выделить высокий уровень шума и вибрации от ветроустановок, что делает проблемным внедрить их в городскую среду, в довольно энергоемком производстве солнечных панелей применяются элементы с низким КПД, на территориальном уровне имеется проблема необходимости отвода больших земельных территорий под строительство электростанций, далеко не все территории подходят под установку тех или иных видов электростанций, базирующихся на возобновляемых источниках энергии, высокие капиталовложения и долгий срок окупаемости и т.д.

Однако следует отметить, что в существующем виде электростанции, основанные на возобновимых источниках энергии в ближайшем будущем не смогут в полном объеме заменить действующие ЭС, работающие на невозобновимых источниках энергии. Следовательно, необходимо улучшение существующих технологий, таких как например замкнутый цикл использования ядерного топлива, а так же поиск и разработка новых источников энергии и соответствующих технологий, таких как например термоядерный синтез, которые позволят в будущем заменить действующие ЭС. Альтернативные источники энергии же на данным момент целесообразно развивать в экономически целесообразных районах, а так же уровне бытовой сферы.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что на уровне территориальных и государственных властей необходимо курирование и финансирование (супсидирование) научных и технических проектов, направленных на создание и улучшение новой техники и технологий, а так же создание условий для привлечения инвесторов. Так же, на государственном уровне необходимо принятие стимулирующих мер, направленных на

переоснащение промышленной и бытовой сферы на более энергоэффективные технологии с целью снижения потребляемой энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика / под ред. А.П. Бурмана и В.А. Строева. – М: Издательский дом МЭИ, 2008. – 632 с.
2. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных источников энергии / под ред. В.И. Виссарионова. – М: ВИЭН, 2004 – 448 с.
3. Энергетика и промышленность России / №11(247) 1-15 июня 2014 года. – 51 с.

СТРОИТЕЛЬСТВО ОФФШОРНОГО ВЕТРОПАРКА КАК АЛЬТЕРНАТИВНОГО СПОСОБОА СНИЖЕНИЯ ГЕНЕРИРУЕМОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ КРЫМА

Н.Н. Голых, А.Г-Г. Магомедов, А.Р. Напсо
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, ИЭЭиН, кафедра АЭСиС, ЭС-101, Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

На сегодняшний день энергосистема Крыма постоянно сталкивается с проблемой дефицита мощности. И как следствие с необходимостью поставок электроэнергии из украинской энергосистемы. Собственные мощности Крыма — около 450 МВт, еще 200 МВт — перевезенные сюда из России мобильные ГТЭС. Поставки электроэнергии с Украины в Крым ведутся по четырем высоковольтным ЛЭП: 220 кВ Каховка—Титан /тупиковая ветка, питающая Армянск и Красноперекопск/, 330 кВ Каховка-Островская, 330 кВ Мелитополь—Джанкой, 330 кВ Каховка-Джанкой[1]. В 2014 году поток с Украины составит 2,5 млрд кВт часов, а крымские электростанции выработают всего 630 млн кВт часов. Пиковое потребление региона составляет — 1-1,4 ГВт[2]. Ввиду этого фактора, полуостров необходимо обеспечить дополнительной генерацией на случай прекращения этих поставок из украинской энергосистемы.Для этого, на полуострове планируется построить две теплоэлектростанции (ТЭС) общей мощностью 700 МВт: одну рядом с Симферопольской ТЭЦ, а другую в районе Севастополя. Стоимость строительства двух станций Минэнерго оценивает в 44,6 млрд рублей[3], но того количества газа, которое Крым добывает сейчас, не хватит для масштабного обеспечения строительства ТЭС.

С учетом необходимости ремонта и реконструкции генерирующего оборудования как самой энергосистемы Крыма, так и в украинской энергосистеме, будет наблюдаться дефицит мощности. Проанализировав генерацию и потребление электроэнергии можно предположить, что дефицит составит 800 МВт. Возможные отключения линий, связывающих энергосистему Украины и Крыма, могут привести к гуманитарной катастрофе.

Таким образом, необходимо рассмотреть возможность ввода дополнительных генерирующих мощностей с целью снижения дефицита мощности в энергосистеме Крыма. Географическая особенность месторасположения Крыма позволяет рассмотреть возможность покрытия половины вышеуказанного дефицита мощности за счет использования нетрадиционных источников электроэнергии, таких, как оффшорные ветряные электростанции.

Основным фактором, позволяющим сделать вывод о возможности строительства оффшорного ветропарка, является среднегодовая скорость ветра в районе и глубины акватории Черного моря, рассматриваемом для будущего строительства. По климатическим данным [4] оптимальным районом для строительства ветропарка является северо-запад

Черного моря. В табл.1 приведены сравнительные данные о скорости ветра в различных районах Черного моря.

Таблица 1. Скорость ветра в акватории северо-запада Черного моря по климатическим данным

Месяц	Средняя скорость ветра, м/с	Максимальная скорость ветра, м/с
Январь	8	25
Февраль	8	22
Март	7	21
Апрель	6	21
Май	4	21
Июнь	5	18
Июль	5	20
Август	5	20
Сентябрь	5	19
Октябрь	6	21
Ноябрь	7	20
Декабрь	8	24

По данным производителей оборудования для ветропарка [5] минимально необходимой скоростью ветра для производства ветрогенератором электроэнергии является 4 м/с. Таким образом, данный район по скоростным показателям ветра удовлетворяет условия производителей оборудования в течение всего календарного года. Эксплуатация и техническое обслуживание оффшорных ветряных электростанций является более трудным и дорогостоящим, чем наземных ветряных электростанций. Морские условия усложняют монтаж, пуско-наладочные работы, обслуживание и ремонт, что делает это основной проблемой. Глубина в данном месте установки ветропарка колеблется от 30 до 170 метров, что удовлетворяет техническим параметрам при установке оборудования. Для строительства ветропарка рассмотрим компанию Vestas, которая установила более 1300 турбин V90-3.0 MW на суше и в открытом море, общая эквивалентная мощность которых составляет более 4 ГВт. Характеристики одной ветроустановки марки V90 представлены в табл. 2.

Таблица 2. Характеристика ветрогенератора Vestas V90-3.0 MW

Рабочие параметры	
Номинальная мощность	3 МВт
Скорость ветра, при которой происходит включение	3,5 м/с
Номинальная скорость ветра	15 м/с
Скорость ветра, при которой происходит отключение	25 м/с
Диапазон рабочих температур стандартный диапазон	от -20 ˚С до 40 ˚С
Вариант для низких температур	от -30 ˚С до 40 ˚С
Диаметр ротора	90 м
Площадь охвата	6362 м
Номинальная частота вращения	16,1 об/мин
Рабочий диапазон	8,6 - 18,4 об/мин
Частота	50/60 Гц
Основные размеры лопастей	
Длина	44 м
Максимальная хорда	3,5 м
Башня	
Тип	трубчатая стальная башня
Высота ступицы	65 м, 75 м, 80 м, 90 м, 105 м

По данным табл. 2 и уже существующих морских ветропарков, которые приведены в табл. 3, для выработки 400 МВт нам потребуется 134 ветрогенератора. Площадь под строительство данного объекта составляет 74 км^2. Мощности хватит для обеспечения примерно 380 000 домов в год. Принцип работы оффшорного ветропарка кардинально ничем не отличается от наземного. Разница лишь в условиях эксплуатации. Они должны иметь повышенную защиту от агрессивной среды –т.е. от соленой воды.

Таблица 3. Основные характеристики новых оффшорных парков

Ветропарк	Введено в эксплуатацию	Кол-во турбин	Мощность одной турбины	Мощность, МВт	Инвестиционные затраты, млн евро
Burbo Bank	2007 г.	24	3,6	90	181
Lillgrunden	2007 г.	48	2,3	110	197
Robin Rigg	2008 г.	60	3	180	492

Преимущества ветропарков в открытом море заключается, как правило, в сильном ветре и отсутствии конфликтов с местным населением, если не считать рыбаков. Ветряки на море так же характеризуются меньшим негативным влиянием на его окрестности (шум). Такие зоны имеют обширную перспективу особенно для городов с высокой плотностью населения, отсутствия подходящих участков для строительства ветропарков на суши.

Для реализации данного проекта необходимо проанализировать его рентабельность. Для этого произведем сравнение, с уже существующим проектом по строительству двух ТЭС, которое представлено в табл. 4.

Таблица 4. Сравнительная характеристика

Характеристики	Оффшорный ветропарк	ТЭС
Влияние на окружающую среду	- Шум - Негативное влияние на перелеты птиц	- Вредные выбросы (углекислый газ, окислый азот, токсичные металлы,выброс золы
Потребляемые ресурсы	- Возобновляемые источники энергии (ветер)	- твердое топливо (уголь) - жидкое топливо (мазут) - газообразное топливо (газ)
Место строительства	- Акватория Черного моря	- Вблизи потребителя - Вблизи источника топлива
Вырабатываемая мощность	400 МВт	700 МВт
Стоимость строительства	36 млрд. руб.	47 млрд. руб

Реализация проекта строительства ветропарка в Черном море мощностью 400 МВт позволит наполовину скомпенсировать дефицит мощности в данной энергосистеме, снизить загрузку линий, повысить надежность всей сети Крымского полуострова и минимизировать ущерб окружающей среде при вводе столь крупного объекта генерации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Информационное агентство «Крым-Информ» http://www.c-inform.info/
2. РОСБАЛТ - Украина http://www.rosbalt.ru/
3. Газета «Ведомости» http://www.vedomosti.ru/
4. Данные по скоростям ветра в субъектах Российской Федерации, http://esimo.ru
5. Технические показатели http://www.vestas.com/

ДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ДЛЯ УСТАНОВОК МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ

И. А. Морозов, С. С. Шовкопляс
ФГБОУ ВПО ЮРГПУ (НПИ) имени М. И. Платова,
кафедра «Электрических станций и электроэнергетических систем»

Введение, перспективы развития малой генерации в России

С развитием энергосистемы России становится более острым вопрос обеспечения энергией удаленных районов, таких как Сибирь, Крайний Север, Дальний Восток от развитой сетевой инфраструктуры. Энергоснабжение этих территорий представляется затруднительной даже в отдаленной перспективе. Использование дорогостоящего привозного топлива не позволяет организовать стабильное и качественное энергоснабжение, являясь серьезным сдерживающим фактором развития экономики удаленных регионов нашей страны.

На фоне этих проблем разумной перспективой видится развитие малой (распределенной) генерации [1], является одной из основных тенденций развития современных энергосистем. Предполагается создание электростанций относительно небольшой мощности в непосредственной близости к потребителям.

Опыт работы в области малой генерации в России и за рубежом

- Развитие малой генерации в странах Западной Европы и Северной Америки осуществляется, главным образом, за счет возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и высоких требований к энергетике по экологии [2].
- В России рынок услуг немедленно отреагировал на потребность в поставке оборудования малой генерации и в его последующем сервисном обслуживании. Появились сервисные компании, предоставляющие услуги по установке и эксплуатации оборудования малой генерации, большей частью импортного.
- Как поставщики, так и пользователи установок малой генерации отмечают необходимость адаптации действующих законодательных и нормативно-технических актов к изменившейся действительности в части генерации энергии установками распределенной генерации.

Правительство России начинает все более внимательно относиться к развитию интеллектуальных сетей и распределенной генерации. Примером этого служит приказ Министерства энергетики РФ от 10.02.2014 №1 «О рабочей группе по внедрению интеллектуальных энергетических сетей».

Уровень развития технологий малой генерации и внедрения в энергосистему

Развитие малой распределенной генерации в России не имеет пока масштабного характера, причиной этому являются складывающиеся противоречия между объектами малой энергетики и сетевыми организациями. За последние года количество малых электростанций в энергосистеме нашей страны существенно возросло. Они становятся все более востребованными в промышленных системах электроснабжения, также существуют внедрения малой распределенной генерации на частные инвестиции [2].

Ввиду того, что тенденция применения малой генерации в России сложилась и развивается по инициативе потребителей, в практике проектирования и управления энергосистемой отсутствуют стандарты на внедрение (подключение и управление) установок малой генерации. Требуется разработка концепции (и впоследствии стандартов) интеграции малой генерации в энергосистему.

Проблемы эксплуатации энергосистем при появлении объектов малой генерации. Научно-технические задачи развития малой распределенной генерации

Появление в распределительных электрических сетях множества электрогенераторов радикальным образом изменяет их структурно-режимные свойства. Пассивные сети превращаются в электроэнергетические системы. Возникает необходимость поддержания

устойчивости режимов параллельной работы синхронных машин, регулирования режимов на основе децентрализованного управления, ограничения отключаемых токов короткого замыкания с соответствующей технологической и противоаварийной автоматиками [3].При интенсивном развитии малой генерации возникают сложности в управлении энергосистемой. Кроме того, мало изучены проблемы эксплуатации и управления самих установок малой генерации [4].

Появляются научно-технические задачи, требующие проведения исследований:

1. Исследование поведения установок малой генерации при возмущениях во внешней сети, определение способности оборудования оставаться в работе при таких возмущениях, определение требований к системам управления, повышающим устойчивость установок малой генерации.

2. Исследование влияния малой генерации на статическую и динамическую устойчивость энергосистемы. С ростом доли малой генерации в балансе мощностей в энергосистеме меняются её динамические свойства и возникают новые особенности в режимах работы узлов нагрузки, в которых велика доля малой генерации.

3. Исследование возможностей автономной работы установок малой генерации и формирование требований к системам управления малой генерацией для обеспечения такой работы. Это особенно актуально для сохранения электроснабжения потребителей при больших возмущениях в сети.

4. Исследование (и/или изучение зарубежных практик) возможностей управления автономными энергосистемами с большой долей возобновляемой генерации (ветра и солнца).

Требования к составу функций РЗА электроэнергетических систем с распределённой генерацией

Применительно к электроэнергетическим системам, содержащим малые распределённые электростанции, представляется целесообразным выделить следующие уровни РЗА, показанные на рисунке 1: РЗА внешней сети, РЗА внутренней сети, делительная защита и автоматика (ДлЗА).

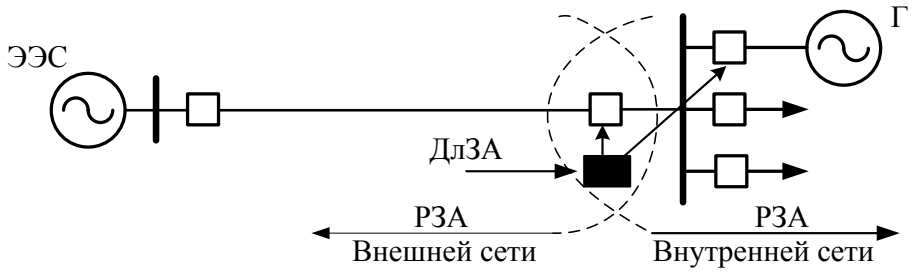


Рис. 1. Уровни РЗА в электроэнергетической системе, содержащей малые генерации

ДлЗА предназначена для обеспечения безаварийной работы малых электростанций и предотвращения их возможного негативного влияния на электрические режимы и работу РЗА внешней сети [1]. Работа ДлЗА, как правило, предусматривается при системных авариях, режимах потери связи с внешней сетью, внешних коротких замыканиях. Следует заметить, что вопросы создания ДлЗА при внедрении малых электростанций имеют большую важность. Спроектированная РЗА внешней сети, как правило, не учитывает возможности появления в распределительной сети электростанций. Даже при выполнении мероприятий по совершенствованию не сможет в полной мере решать все задачи управления распределенной генерацией при возмущениях и аварийных ситуациях.

Технология ограничения отключаемых токов короткого замыкания

При подключении малой генерации в узлах распределительной сети с напряжениями 6, 10, 35 кВ существенно возрастают токи короткого замыкания, что может вызвать необходимость в дорогостоящей реконструкции распределительных устройств этих подстанций с заменой выключателей. Альтернативой является использование тиристорной

системы ограничения отключаемых токов, что не только позволяет отказаться от реконструкции распределительных устройств, но и значительно облегчить условия работы существующего оборудования [3].

Лабораторный стенд для исследования автоматики и релейной защиты установок малой генерации

Авторами создан лабораторный стенд устройства автоматического ввода резервного питания нагрузки с генератором с помощью устройства точной автоматической синхронизации типа «Спринт-М», которое позволяют подключить внешнее питание на параллельную работу с генератором при увеличении мощности нагрузки.

Автоматика актуальна для распределенной малой генерации – что отмечено на семинаре «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации при параллельной работе с ЕЭС России» [6]. Проведены испытания стенда при параллельной работе генератора с сетью. Произведена настройка релейной защиты и автоматики. Существует возможность использовать устройство противоаварийной автоматики «МКПА-2» для реализации сложных алгоритмов ДлЗА. На базе лабораторного стенда существует возможность проведения комплекса лабораторных работ студентами электрических специальностей по автоматизации сети с распределенной генерацией, а также автоматического ввода резервного питания от альтернативных источников энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

- Развитие распределенной синхронной генерации нуждается в разработке и создании специализированной технологии управления режимами электрических сетей.
- С увеличением количества малых электростанций в распределительной сети её режимы существенно усложняются. Это ставит перед специалистами в области РЗА задачи повышения технического совершенства релейной защиты распределительной сети с учётом тенденций развития малой распределённой энергетики.
- Возникает необходимость в совершенствовании известных и разработке новых алгоритмов РЗА.
- Представляется целесообразной разработка и отражение в нормативных документах типовых требований к РЗА распределительной сети, содержащей электростанции малой мощности.
- Предложен лабораторный стенд для исследования принципов работы автоматики и релейной защиты установок малой генерации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Нудельман Г. С., Онисова О. А. Релейная защита и автоматика в условиях развития малой распределённой энергетики / Г. С. Нудельман // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2014. - № 4. – с.106-114.
2. «РНК СИГРЭ» 2014. Чусовитин П. В. «Интеграция в электроэнергетическую систему объектов малой генерации» в рамках конференции «RussiaPower 2014».
3. «РЗА» 2014. Аптекарь Д. И., Денисов В. В., Фишов А. Г., Шиллер М. А. Автоматика для электрических сетей с распределенной генерацией / Д. И. Аптекарь // Сборник докладов XXII конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем».
4. Научно-техническое направление «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации при параллельной работе с ЕЭС России» / П. М. Ерохин, А. В. Паздерин, Л. А. Кеткин и др. (Науч. Труды IV междунар. науч.-технич. конф. 14-18 октября 2013 г. Т. 1). – Новочеркасск, 2013.
5. Студенческая научная весна – 2014 «Лабораторный стенд устройства автоматического ввода резервного питания нагрузки с собственным генератором» / И. А. Морозов, С. С. Шовкопляс (материалы региональной научно-технической конференции 24-25 мая 2014 г.). – Новочеркасск, 2014.
6. http://cigre.ru/activity/conference/seminar_c6/ [интернет ресурс].

Научный руководитель: А. С. Засыпкин, д.т.н., профессор кафедры «Электрических станций и электроэнергетических систем» ФГБОУ ВПО ЮРГПУ (НПИ) имени М. И. Платова.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ИЗ АТМОСФЕРЫ ВБЛИЗИ КОМПЛЕКСНЫХ ГИДРОУЗЛОВ

В.К. Анциферова, М.И. Алексеева, Р.Ю. Беляев
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета
г. Саяногорск, пгт. Черемушки

В статье предлагается использовать метод извлечения электрической энергии, разработанный Плаусоном с помощью аэростатов, поднятых в атмосферу на некоторую высоту, усовершенствовать последний для достижения наибольшего эффекта.

Плаусон провел эксперименты с аэростатами, изготовленными из тонких листов магниево-алюминиевого сплава, покрытого иглами, содержащими примесь радия для увеличения местной ионизации воздуха.

Грандиозные устройства Плаусона не получили широкого практического применения из-за:

- Громоздкость. Плаусон не предлагал использовать устройства вблизи водохранилищ, где существуют бризы для необходимого интенсивного удаления заряда из области коронирования.
- Использование примеси радиоактивного радия для увеличения местной ионизации воздуха вблизи острия игл.
- Слишком высокий подъем аэростатов. Высоту подъема аэростатов можно значительно снизить путем расположения их в горной местности в области вершин.
- Отсутствие современных материалов и технологий для изготовления аэростатов, а также сложность их обслуживания.

ГЭС как правило строят на реках, сооружая водохранилища. В береговой зоне водохранилища наблюдаются бризы – местные, вертикальные, интенсивные, и в то же время достаточно спокойные перемещения воздушных масс.

При возведении гидроузлов в горной местности открывается еще одна особенность: искажение естественного электрического поля Земли вблизи возвышений (рис.1). Для достижения той же разности потенциалов, что и на равнинном участке требуется меньшее расстояние.

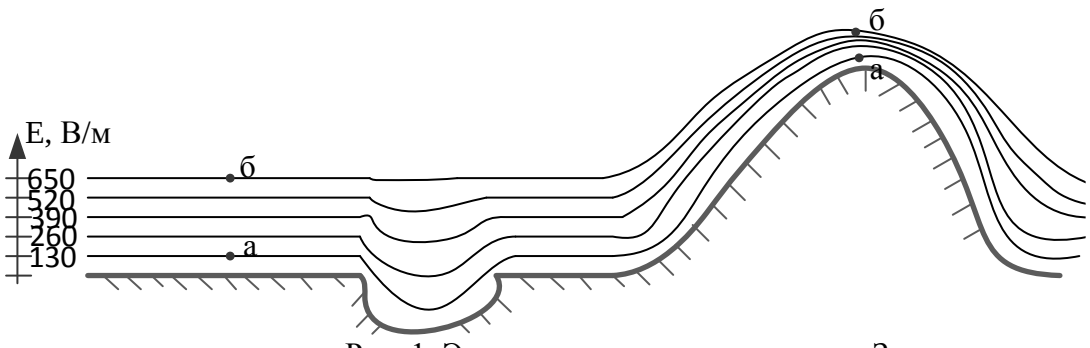


Рис. 1. Эквипотенциальности эл. поля Земли

В представленной работе оценена возможность получения электроэнергии за счет электрического поля Земли, с помощью особенностей совместного устройства с водохранилищем, находящимся в горной местности. Электрический ток может быть извлечен из атмосферы с помощью проводящего шара, поднятого на некоторую высоту, и удерживаемого тонким проводом.

Эксперименты Плаусона показали, что мощность от одного аэростата составила 0,72 кВт, двух – 3,4кВт поднятых на высоту 300 метров. [1]

Напряженность поля около шара может достигать высоких значений, при которых наступает коронирование, приводящее к увеличению эл. проводимости близлежащих слоев воздуха во много раз. Кроме того, поле на верхней части провода оказывается увеличенным во много раз по сравнению с нормальным значением и превышает пробивное значение (провод коронируют), сообщая прилегающим слоям повышенную электропроводность. Интенсивно удаляя этот заряд с помощью бризов из области коронирования возможно достижение протекания достаточно больших токов по проводу, удерживающему зонд.

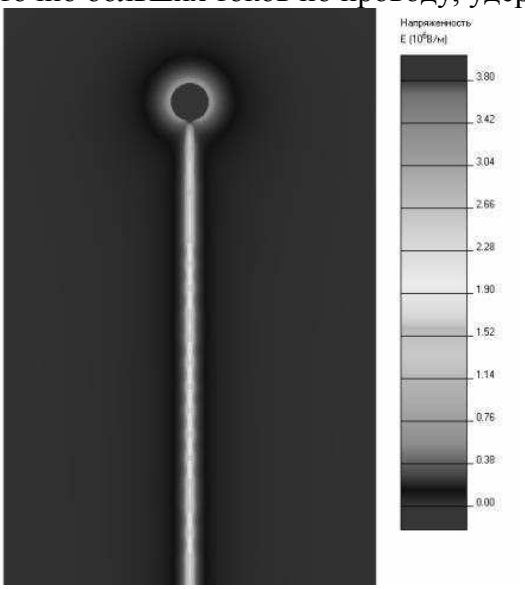


Рис.2. Картина напряженности поля вблизи зонда и провода.

Всегда существуют дополнительные факторы, обеспечивающие непрерывное удаление заряда из области коронирования вблизи шара или троса, которые увеличивают силу тока («эл. ветер», перемещения воздушных масс и т.д.). Повышенная проводимость воздуха может дать эффект, если одноименный эл. заряд, сосредоточенный на границе этого слоя непрерывно удаляется (например, с помощью бризов).

Рассуждая фрактальными (самоподобными) категориями, можем предложить метод увеличения коронирования, показанный на рис. 3.

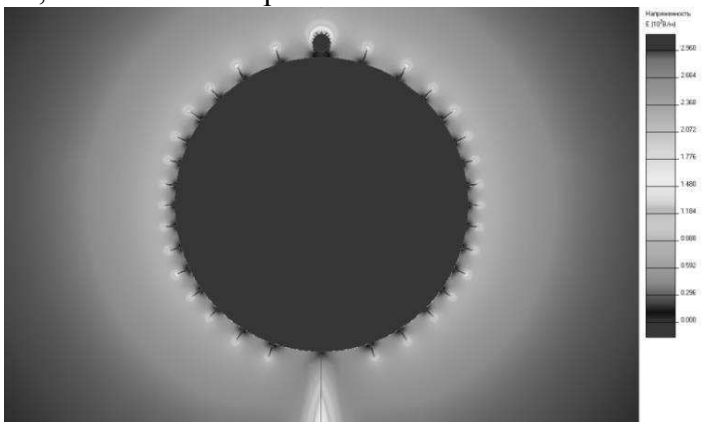


Рис. 3. Локальное увеличение коронирования шара.

Преобразование высокого напяжения постоянного тока при малом токе в низкое напряжение при значительном токе составляет большую трудность. Способ преобразования высокого постоянного напряжения в низкое переменное предложил Тесла в 1890 г.

Идея сводится к зарядке конденсатора и разрядку его через искровой промежуток на катушку. Разряд носит колебательный характер, а катушка – обмотка понижающего трансформатора. Регулирование постоянного высокого напряжения может осуществляться поднятием или опусканием шара в зависимости от погоды.

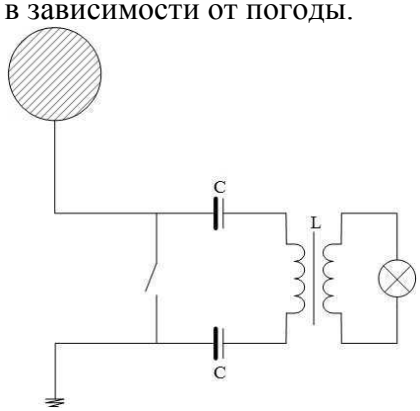


Рис. 4. Моделирование преобразователя (конвертера).

Моделирование преобразователя (конвертера) производим в EWB 5.12 (ElectronicsWorkbench). Меняя частоту срабатывания разрядника, получаем осциллограммы напряжения (рис.5) первичной обмотка трансформатора

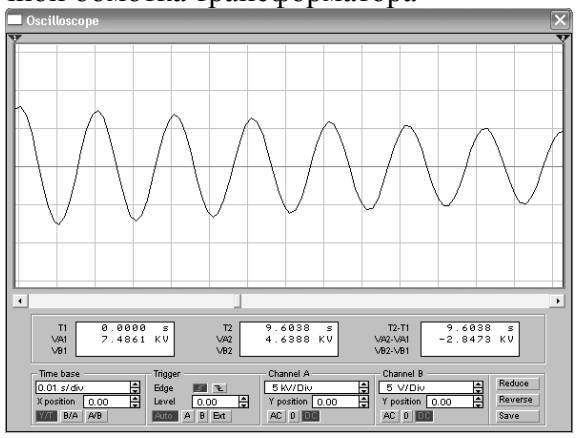


Рис. 5. Осциллограммы напряжения обмотки трансформатора.



Рис. 6. Верхний бьеф СШГЭС

На рис.6 показан пример, как могут располагаться массивы аэростатов вблизи водохранилища в горной местности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Gewinnung und Verwertung der atmosphärischen Elektrizität: Beitrag zur Kenntnis ihrer Sammlung, Umw and lungund Verwendung. Hermann Plauson, Humburg, 1920.

2. Elcut. Руководство пользователя. Общество с ограниченной ответственностью «Тор», Россия Санкт-Петербург, 2013.

Научный руководитель: Р.Ю. Беляев, к.т.н., доцент кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ.

ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА МАЛЫХ ГЭС В РЕСПУБЛИКЕ ТЫВА

Е.А. Дворцов
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета

В настоящее время в энергоснабжении отдаленных районов республики Тыва существует ряд проблем. Высокая себестоимость отпускаемой электроэнергии производимой дизельными станциями ставит вопрос о поиске новых энергоносителях и о возможных путях снижения их стоимости. Ежегодно правительством республики выделяются субсидии в размере около 100 млн. руб.[1], так как государственное регулирование тарифов не позволяет продать электроэнергию дороже установленной суммы. Данная тема является актуальной темой научно-исследовательской работы для ОАО «РусГидро». Республика Тыва включена в программу развития электроэнергетики, рассчитанную до 2030 года.[2]

Целью данной статьи является обоснование строительства малых ГЭС в труднодоступных районах республики Тыва, не обеспеченных электроэнергией.

Современная гидроэнергетика является экономичным и экологически безопасным способом получения электроэнергии. Малые ГЭС позволяют сохранять природный ландшафт и окружающую среду. При последующей эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды. В отличие от других экологически безопасных возобновляемых источников электроэнергии - таких, как солнце, ветер, - малая гидроэнергетика практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу дешевой электроэнергии потребителю.

Проектированием и разработкой оборудования для малых ГЭС занимаются многие российские научно-производственные фирмы: Российская ассоциация «МАГИ», ЗАО «МНТО ИНСЭТ», НПО «ЦКТИ», «РАНД» и другие. Специалистами этих фирм разработаны оригинальные технические решения систем автоматического управления малыми ГЭС. Гидроагрегаты для малых ГЭС, предназначены для эксплуатации в широком диапазоне напоров (от 2 до 250 метров) и расходов (от 0,07 до 4,0 $м^3$) с высокими энергетическими характеристиками (до 97%).

Мощность энергопотребления одного усредненного населенного пункта с числом жителей 100 человек, Р=360 КВт.[2]. При обеспечении данной мощности дизельным генератором при среднегодовой нагрузке 70% 9 месяцев в году и 50% 3 месяца в году, получаем годовые затраты:

Годовая выработка электроэнергии:

$$0{,}7 \cdot 360\text{кВт} \cdot 9\text{мес.} \cdot 30\text{д.} \cdot 24\text{ч.} + 0{,}5 \cdot 360\text{кВт} \cdot 3\text{мес.} \cdot 30\text{д.} \cdot 24\text{ч.} = 2022\ \text{МВт} \cdot \text{ч.}$$

При стоимости дизельного топлива 35 руб. за 1 литр, себестоимостьвырабатываемой электроэнергии равна 8 руб. за 1кВт/ч (при расчете потребления горючего ДЭС мощностью 500кВ):

$$\text{ЦЭ ДЭС} = 8 \cdot 2\,022 = 16\,174\ \text{тыс. руб./год.}$$

Прибавим к этой сумме производственные расходы (регулярный осмотр, замена масла, фильтров и топливных фильтров каждые 600ч. работы, очистка топливной системы каждый месяц и т.п. в соответствии с документацией).

$$И_{п} = 100 \text{ тыс. руб./год}$$

Так же учтем амортизационные отчисления:

$$\frac{\text{Сумма затрат на оборудование}}{\text{число лет в работе}} = \frac{2\,870\,000}{15} = 191 \text{ тыс. руб./год}$$

2 870 тыс. руб. - Стоимость станции мощностью 460кВт ADVVolvoPenta.

Итого, годовые отчисления с использованием ДЭС, составят:

$$Ц_{э\ дэс} = 16\,465 \text{ тыс. руб./год}$$

Строительство МГЭС позволит существенно уменьшить затраты. В среднем, для строительства малой ГЭС, цена 1кВт. мощности, составляет от 30тыс.руб. до 56 тыс.руб.[3]. Объект рассчитывается для малого бизнеса, условимся, деньги берутся в банке, по льготному кредиту, для развития малой энергетики в регионах – 15% в год.

Расчет текущих затрат предполагает включение в текущие затраты процентов на используемый капитал. Текущие затраты И определяются по формуле:

$$И = И_{п} + И_{к},$$

где $И_{П}$- производственные затраты, включающие расходы на заработную плату, сырье и материалы, ремонт, потребленную энергию, прочие расходы; $И_{К}$ –амортизационные отчисления и проценты на капитал; $И_{П}$ - Производственные затраты примем ориентировочные.

- ЗП=15 000руб./месяц. Прибавляем к заработной плате соц. налоги – 26%;
- На собственные нужды выделена мощность Р=20кВт (отопление, работа сигнализации, питание защит Генератора и затворов). Постоянно потребляемая мощность не более 50% (10кВт). Годичное потребление электроэнергии СН 87 600кВт·ч.

$$87\,600\text{кВт} \cdot \text{ч} \cdot 8 \text{ руб} = 701 \text{ тыс. руб}$$

- прочие затраты: 5 000руб./месяц

$$И_{П} = (15 + (15 \cdot 0{,}26) + 700 + 5)) \cdot 12 = 987 \text{ тыс. руб./год}$$

Срок работы оборудования 20 лет. Плановый ремонт – раз в 5лет.

Рассчитаем линейную амортизацию:

$$\frac{\text{Сумма затрат на оборудование}}{\text{число лет в работе}} = \frac{10\,000}{20} = 500\ \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

На ремонт оборудования отчисляем по 10% от всей суммы оборудование.

$$\frac{\text{Сумма затрат на оборудование} \cdot 10\%}{\text{число лет до ремонта}} = \frac{1\,000}{5} = 200\ \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}},$$

$$И_{к} = 500 + 200 = 700 \text{ тыс. руб./год.}$$

Далее были рассчитаны издержки с учетом инфляции на уровне 10% в год.

Берется кредит 15 млн.руб. на 7 лет под 15% в год.

Итого по уплате кредита, необходимо погасить:

$$И_{1год} = 988 + 770 + 4\,218 = 5\,976 \text{ руб;}$$
$$И_{2год} = 987 + 847 + 3\,897 = 5\,731 \text{ руб;}$$
$$И_{3год} = 987 + 931 + 3\,575 = 5\,495 \text{ руб;}$$
$$И_{4год} = 987 + 1\,024 + 3\,254 = 5\,266 \text{ руб;}$$
$$И_{5год} = 987 + 1\,127 + 2\,933 = 5\,047 \text{ руб;}$$
$$И_{6год} = 987 + 1\,240 + 2\,611 = 4\,839 \text{ руб;}$$
$$И_{7год} = 987 + 1\,364 + 2\,290 = 4\,641 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль определяется по формуле:

$$П = Ц_{э\ дэс} - И$$

где $Ц_{э\ дэс}$ – затраты на обслуживание ДЭС; И – затраты на обслуживание МГЭС.

$$П_{1\ год} = 16\,465 - 5\,976 = 10\,489 \text{ тыс. руб;}$$
$$П_{2\ год} = 16\,465 - 5\,731 = 10\,733 \text{ тыс. руб;}$$
$$П_{3\ год} = 16\,465 - 5\,495 = 10\,970 \text{ тыс. руб;}$$
$$П_{4\ год} = 16\,465 - 5\,266 = 11\,198 \text{ тыс. руб;}$$

$$П_{5\ год} = 16\,465\ - 5\,047 = 11\,417\ тыс.\,руб;$$
$$П_{6\ год} = 16\,465\ - 4\,839 = 11\,626\ тыс.\,руб;$$
$$П_{7\ год} = 16\,465\ - 4\,641 = 11\,823\ тыс.\,руб.$$

Задача данной работы, показать эффективность самой МГЭС, как альтернативного источника энергии. Срок службы рассчитан не менее чем на 20 лет эксплуатации. За это время, станция неоднократно окупит себя, и будет продолжать приносить прибыль или кВт·ч ее владельцу.[4].

Оценка эффективности инвестиций по сроку окупаемости в случае единовременной оплаты.

$$Т_{ок} = \frac{С_0}{П} = \frac{15\,000}{\sim 14\,409} = 1{,}1\ года.$$

где$Т_{ок}$ – срок окупаемости; $С_0$ – сумма инвестиций; П – чистая прибыль.

$$П = 16\,465 - 987\ - (\sim 1\,067\ ) = 14\,409\ \frac{руб.}{год}.$$

Себестоимость электроэнергии, производимой МГЭС в случае с выплатой кредита (рассчитаем среднюю величину. 4 год):

$$Ц_Э^{ГЭС} = \frac{И^{ГЭС}}{Э_о^{ГЭС}} = \frac{3\,254}{2\,021} = \frac{1{,}61р}{кВт} \cdot ч.$$

где $И^{ГЭС}$ –ежегодные издержки производства;

$Э_о^{ГЭС}$ - среднегодовая выработка электроэнергии, отпускаемой МГЭС.

Таким образом, проблема энергоснабжения в децентрализованных районах может быть решена с помощью малых ГЭС. По сравнению с другими источниками энергоснабжения это наиболее выгодный вариант. Выполненный расчет показывает экономическую эффективность применения малых ГЭС. Оборудование для малой энергетики может производиться в России без особых сложностей по значительно более низким ценам, чем аналогичное иностранное. Относительно малая стоимость, простота эксплуатации и ремонта, возможность прямого использования стока рек, малые сроки строительства и окупаемости затрат, незначительное влияние на окружающую среду делает эффективным строительство МГЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1) Малые ГЭС могут разгрузить бюджет / Сайт еженедельника "Плюс Информ". URL: http://plusinform.ru/main/4614-malye-ges-mogut-razgruzit-byudzhet.html(дата обращения: 24.10.2013).
2) Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. N 1715-р. URL: http://base1.gostedu.ru/57/57547
2) Без формата. Кызыл / Информация по дизельным электростанциям. URL: http://kizil.bezformata.ru/listnews/dizelnim-elektrostantciyam/12257145/(дата обращения: 03.11.2013).
3) ЗАО «МНТО ИНСЭТ» / Стоимость оборудования. URL: http://www.inset.ru/r/obor_tab.htm(дата обращения: 05.12.2013).
4) О.Н. Соболева преподаватель КОГОАУ СПО, Киров РФ. Экономическая оценка установки малой ГЭС на реке Коса Зуевского района Кировской области // Научный журнал КубГАУ, №75(01), 2012 года

Научный руководитель: М.Ф. Носков, д.т.н., профессор, профессор кафедры ГГЭСС, Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета.

ПРИМЕНЕНИЕ КОНДЕНСАТОРНОЙ БАТАРЕИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА ТОПЛИВА

С.П. Тананаев, Е.А. Кротков
ФГБОУ ВПО СамГТУ, Электротехнический факультет, Кафедра АЭЭС

Автономные системы электроснабжения применяются в нефтегазодобывающих регионах России там, где отсутствуют электрические сети единой электроэнергетической системы. В качестве электростанций в системах автономного электроснабжения используются группы параллельно работающих дизельных электрогенераторов (далее ДЭГ). На объектах нефтегазодобычи ДЭГ питают электродвигатели буровых установок, насосов, подъемных механизмов и т.д. Большинство электродвигателей объектов нефтегазодобычи являются потребителями реактивной мощности. Например, у буровых установок, в приводе которых применяются асинхронные двигатели, средневзвешенный коэффициент мощности находится в пределах 0,4-0,6 [1].

Покрытие реактивной мощности потребителей с низким коэффициентом мощности требует увеличения токов возбуждения синхронных генераторов, что может привести к увеличению числа работающих ДЭГ и, как следствие, расходу топлива.

В качестве одного из возможных технических решений, направленных на снижение вырабатываемой синхронными генераторами реактивной мощности, может быть предложено применение на электрических станциях дополнительных статических управляемых источников реактивной мощности (далее ИРМ) с непрерывным регулированием.

Впервые применение на электрических станциях дополнительных статических управляемых ИРМ с непрерывным регулированием было предложено в публикации [2]. При этом принципиально было доказано, что регулирование напряжения на шинах электрической станции возможно частично или полностью передать системе автоматического регулирования ИРМ. Была создана опытная серия различных конструкций статических ИРМ, однако до промышленного изготовления они не дошли из-за высокой стоимости полупроводниковых элементов, сложной системы автоматического управления, необходимости установки фильтров высших гармоник и недостаточной надежности в целом всего технического устройства.

Для уменьшения числа работающих ДЭГ предлагается применение ступенчато-регулируемых конденсаторных батарей (КБ), установленной на шинах высокого напряжения (рисунок 1). В этом случае, КБ подключаются параллельно синхронным генераторам, плавное регулирование реактивной мощности в заданном диапазоне осуществляется за счет автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных генераторов (рисунок 1). КБ является самым экономичным из всех ИРМ (синхронные компенсаторы, генераторы, статические тиристорные компенсаторы) по удельным затратам и потерям электроэнергии на выработку 1 Мвар реактивной мощности.

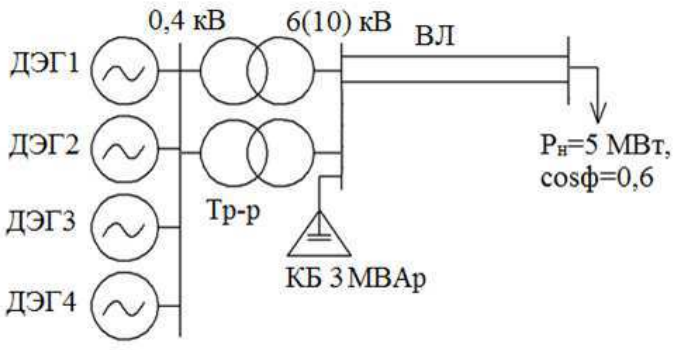


Рисунок 1 - Принципиальная электрическая схема подключения КБ на шины ВН блока ДЭГ.

Возможность совместной работы синхронного генератора, оснащенного АРВ и конденсаторов подтверждена на физической микромодели ЭС в нормальных режимах (СамГТУ, Самара). Применение КБ на ДЭГ позволит компенсировать часть суточного графика реактивной нагрузки потребителей, а компенсация переменной части будет обеспечиваться действием АРВ генератора (рисунок 2). Также за счет действия АРВ генератора будет компенсироваться нежелательный дляэксплуатации отрицательный регулирующий эффект по напряжению КБ.

В результате этого ДЭГ разгружается по реактивной мощности и будет иметь дополнительный резерв по активной мощности.

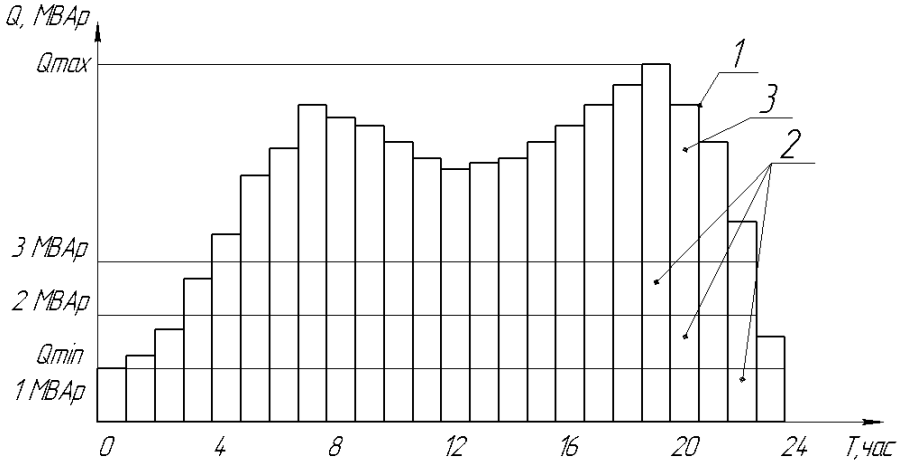


Рисунок 2 – Диаграмма работы КБ и ДЭГ:
1 – график реактивной мощности потребителей; 2 – реактивная мощность, вырабатываемая КБ при номинальном напряжении; 3 – реактивная мощность, вырабатываемая генераторами;

Для оценки снижения расхода топлива от установки КБ на шинах ВН автономной СЭС, достигаемого вследствие разгрузки ДЭГ по реактивной мощности, были произведены соответствующие расчеты.

В качестве ДЭГ рассмотрена группа из четырех дизельных генераторов AKSAAC-2500 (таблица 1), трансформатор типа ТМН – 10000/10 кВ мощностью 10 МВА. КБ напряжением 10 кВ мощностью 3 Мвар.

Таблица 1 – ДЭГ AKSAAC-2500

Тип	P, МВт	cosφ	$U_{ном}$, кВ	КПД, %	Расход топлива при загрузке, л/час			Частота вращения, 1/мин
AKSAAC-2500	2	0,8	0,4	96,8	100%	75%	50%	1500
					450	342	237	

При технико-экономическом анализе эффективности выработки реактивной мощности рассматривались два нагрузочных режима работы ДЭГ: первый с коэффициентом мощности cosφ=0,6 и второй с cosφ=0,8, реализуемый при включении на шины ВН трех КБ мощностью каждой Q = 1 Мвар при одинаковой загрузке по активной мощности.

В первом режиме загрузка ДЭГ по активной мощности принята 5 МВт, а реактивная мощность определялась по диаграмме располагаемой мощности.

Во втором режиме при той же активной нагрузке ДЭГ разгружался за счет включения КБ до значения реактивной мощности, обеспечивающей поддержание нормативных уровней напряжения на шинах электростанции. Во втором режиме один из ДЭГ отключается, т.к. мощности трех ДЭГ будет достаточно для покрытия нагрузки потребителей. Результаты расчетов сведены в таблицу №5.

Таблица №2

Расчетные параметры	Первый режим	Второй режим
	cosφ=0,6	cosφ=0,8
Активная мощность генераторов P, МВт	5	5
Реактивная мощность генераторов Q, мвар	6,7	3,75
Полная мощность генераторов S, МВА	10	6,25
Расход топлива, л/час	1600	1120
Стоимость топлива, тыс. рублей/час	48	33,6

Ориентировочно затраты на внедрение КБ ВН можно определить по удельной стоимости 1 Мвар, составляющей по данным компаний производителей, 310 тысяч рублей. Тогда стоимость рассматриваемой КБ мощностью 3 Мвар напряжением 10 кВ составит 930 тысяч рублей.Для рассматриваемого примера срок окупаемости затрат на установку КБ на автономной СЭС составит около 1 года только за счет уменьшения количества работающих ДЭГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Меньшов Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности. Учебник для ВУЗов М.: Недра, 2000.
2. Веников В.А., Жуков Л.А., Карташев И.И., Рыжов Ю.П. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях. – М.: Энергия, 1975, 135 с.

Научный руководитель: Е.А. Кротков, к.т.н., доцент, ФГБОУ ВПО СамГТУ, электротехнический факультет, кафедра АЭЭС.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ УСТАНОВОК

А.С. Петрусёв
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Энергетический институт, каф. ЭПП

Целью данной работы является реализация наиболее эффективных способов повышения интегрального коэффициента полезного действия возобновляемых источников энергии на базе солнечных электростанций.

Тема работы актуальна в рамках реализации программ по Критическим технологиям федерального уровня приоритетных направлений России. Солнечные станции имеют невысокую эффективность преобразования солнечной энергии в электрическую в течение дня, которая зависит не только от собственного КПД солнечных элементов (который для стандартных панелей лежит в пределах 14-18%), но и от положения солнца относительно солнечных панелей. Наиболее же важным фактором, ограничивающим распространение солнечных станций, является их высокая стоимость – порядка 2-3$ за удельный Ватт мощности в странах СНГ.

Предлагается снижение удельной стоимости солнечных станций за счёт концентрации лучистой энергии за счёт концентраторов, что позволит снизить количество используемых для создания номинальной мощности фотоэлементов. Для ориентации концентратора следует использовать трекер. Мы предлагаем одноосный солнечный трекер и акриловый концентратор, которые имеют ряд преимуществ перед своими аналогами.

Перед началом их разработки были проведены теоретические и экспериментальные исследования. Рассчитана зависимость достигающей фотоэлементов солнечной радиации от угла падения на солнечную панель лучей. Её график изображён на рисунке 1.

При расчёте учитывались такие характеристики, как общая площадь падения, коэффициент отражения материалов, фоновое излучение. На основе вышеуказанных зависимостей получено, что солнечная панель вырабатывает приблизительно на 40% меньше энергии из-за движения солнца по высоте и азимуту в течение дня.

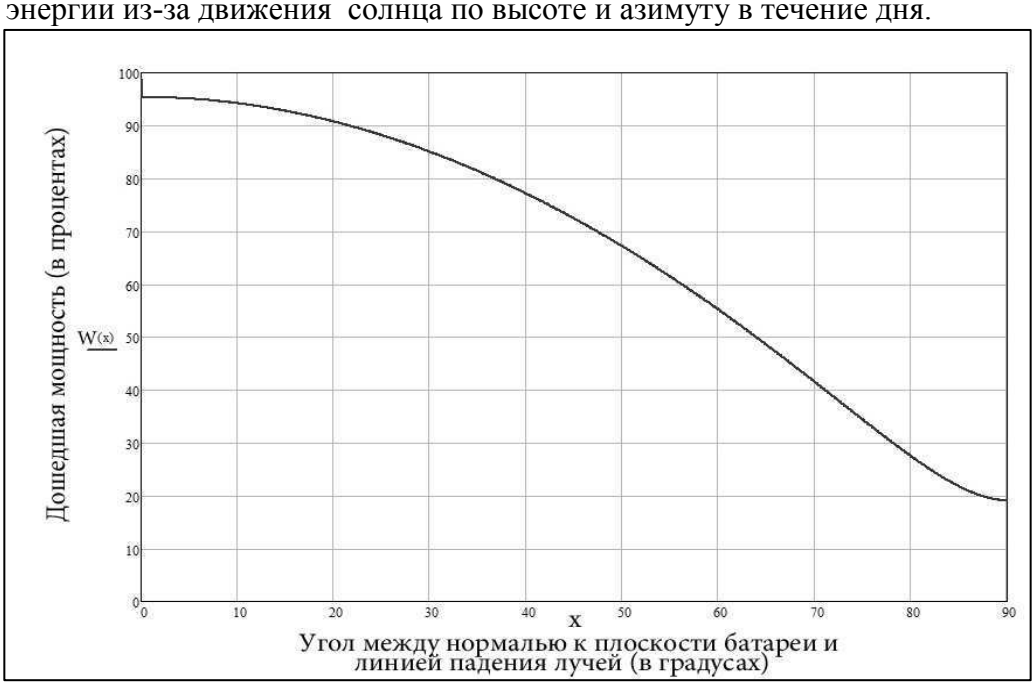


Рис. 1 Зависимость мощности батареи от угла падения на неё лучей

Основным и наиболее эффективным способом увеличения мощности солнечных установок при как можно меньшем увеличении цены всей системы является установка концентратора. Концентратор – это устройство, собирающее солнечную энергию с большей площади и направляющее её на меньшую, тем самым позволяя генерировать ту же мощность при меньшем количестве используемых фотоэлементов, которые составляют основную долю стоимости солнечных систем. Предлагается использование уникального акрилового концентратора. Он представляет собой лист оргстекла толщиной всего около 1 сантиметра со специальной внутренней и внешней структурой. Благодаря ней лучи, падающие на поверхность концентратора, многократно преломляются до достижения одного из его торцов. В связи с отношением площади приёмной поверхности концентратора к одному торцу как 1 к 14, достигается 7ми кратная концентрация и КПД порядка 75%, связанный с потерями энергии при поглощении излучения материалом концентратора и частичном отражении излучения на каждой границе материалов. Геометрическая эффективность лучей, доходящих до фотоэлементов на торцах, рассчитывалась методом Монте-Карло в программе ZEMAX. КПД посчитан теоретически и подтверждён экспериментально. Концентратор имеет маленький вес и объём, имеет большую диаграмму направленности на солнце и не требует мощных систем охлаждения, позволяя обойтись пассивными радиаторами.

Но даже при эффективной работе концентратора в пределах от -30 до +30 градусов отклонения солнца по высоте, необходима его периодическая ориентация по азимуту. К тому же и обычные солнечные панели в течение дня вырабатывают примерно на 40% меньше энергии, как было указано ранее, в сравнении с тем, если бы солнечные лучи постоянно падали на них отвесно. Поэтому необходимо наличие солнечного трекера – устройства, периодически поворачивающего концентратор или солнечную панель на солнце.

Мы предлагаем одноосевой активный солнечный трекер. Принцип его действия основан на аналогово-цифровом сигнале платы управления, которая позволяет отказаться от использования микроконтроллеров и шаговых двигателей, позволяя снизить цену системы и упростить её, сохраняя качество и надёжность.

Разработана опытная модель установки в уменьшенном масштабе.

На трекер также установлены концевые выключатели на основе оптопары, ограничивающие угол поворота установки, что предотвращает наматывание и излом проводов.

Использование трекера позволяет увеличить эффективность работы на 30-35% для солнечных батарей и в несколько раз для концентратора. Применение же концентратора и трекера одновременно позволяет снизить стоимость солнечной энергии более чем в 2 раза. Основные конкурентные преимущества предлагаемого трекера в сравнении с аналогами в России и странах СНГ приведены в таблице 1.

Таблица 1. Конкурентные преимущества трекера

----------	Угол поворота	Цена для 3,5 КВт батарей	Увеличение мощности	Регулировка вручную	Сервисное техническое обслуживание
Наша продукция	**Более 200 градусов**	**$3тыс.**	**32%**	**имеется**	**Дешёвое, доступное, раз в 2 года**
«Энергия Дисижн» (Челябинск, Омск), ED1500	150 градусов	$7,8 тыс.	28%	отсутствует	Дорогое, раз в 2 года
«flagma» (Санкт-Петербруг)HS-1000	150 градусов	$9,5 тыс.	28%	отсутствует	Дорогое, раз в 2 года
«Байкал-Энергия (Иркутск)	120 градусов	$9,4 тыс.	26%	отсутствует	Дорогое, раз в 2 года
«Солнечные батареи» (Украина)	180 градусов	$7,2 тыс.	30%	отсутствует	Дорогое, ежегодично
«SAT Control» (Словения) ST40M2V3P	100 градусов	$4 тыс.	20%	имеется	Дорогое, Раз в 2 года

На данный момент при грантовой поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере ведётся работа по созданию установки мощностью 200Вт. Приобретены 2 солнечных модуля мощностью 100Вт из Зеленограда. Их эффективность проверена на тестовом лабораторном стенде Научно-исследовательского института полупроводниковых приборов, который способен генерировать стандартную мощность 1000Вт/м^2. Собран каркас для закрепления солнечных панелей, на котором имеется возможность менять угол наклона панелей от 40 до 60 градусов, что позволит увеличить эффективность сбора энергии в разные времена года. Ведётся работа по сбору механизма вращения трекера.

Заключение: проведена НИР в области повышения эффективности солнечных установок, подтвердившая целесообразность предлагаемых решений. Ведутся ОКР в этом направлении.

Научный руководитель: Е.Ж. Сарсикеев, к.т.н., преподаватель ЭНИН ТПУ

АКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПОТОКАМИ МОЩНОСТИ - КЛЮЧЕВОЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Ю.П. Кубарьков, Е.М. Камерная
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги
Самарский государственный технический университет,
электротехнический факультет

Введение

Расширение доли децентрализованных возобновляемых источников электрической энергии (ВИЭ) определяет новые требования к обеспечению надежности и качества электроснабжения. [1].

Этот процесс имеет большое значение для совершенствования методов управления распределением электроэнергии системным оператором (СО).

Модель управления. Увеличивающаяся доля генерации распределенных источников энергии приводит к непредсказуемым перетокам мощности в сети, большим отклонениям напряжения и ухудшению качества электроэнергии за счет влияния реактивной мощности.

Введение местных ограничений сети будут происходить более часто, оказывая негативное влияние на качество поставки электроэнергии. Все же СО, тем не менее, продолжит управление своими сетями оптимальными способами и предоставление высококачественных услуг потребителям.

В ходе реализации новых подходов к задачам управления возникает много фундаментальных вопросов, которые являются результатом интеграции распределенной генерации (РГ) и других распределенных энергоресурсов (РЭР) в энергетической системе [2].

Ответы на эти вопросы может дать разработка активно-адаптивного управления системой распределения потоков мощности [3].

Действительно, оптимальное управление распределением потоков мощности позволит сетям объединять энергоресурсы наиболее эффективно, учитывая преимущества и особенности различных видов генерации. При этом должны быть приняты во внимание реверсивные потоки мощности [4].

Интеграция распределенной генерации является ключевой проблемой для распределенных энергоресурсов (РЭР), генерации (РГ) и аккумулирования энергии (РАЭ).

Типы источников, связанные на различных уровнях напряжения сети, представлены в Таблице 1.

Таблица 1.
Общие уровни напряжения связи для различных типов РГ/РЭР

Уровень напряжения связи	Технология генерирования
обычно 35-110 кВ	ТЭС или ГЭС (более 1000 МВт) ВЭС (ветропарки) СЭС
обычно 10-35 кВ	ВЭС ГЭС (100-1000 МВт) ТЭС (до 100 МВт) ПЭС СЭС и геотермальные ЭС ГТУ, ПГУ
<1 кВ	Индивидуальные СЭС МикроГЭС

Пример распределенной генерации в Галиции, Испания

Генераторные установки, связанные с сетью, часто с малыми и средними установленными мощностями, при их большом количестве могут играть важную роль для обеспечения режима работы распределительной сети. В Таблице 2 в качестве примера представлена установленная мощность различных видов источников распределенной генерации, а на Рисунке 1 распределение мощности по типам генерации в процентах.

Таблица 2. Установленная мощность распределенной генерации в Галиции, Испания.

	Установленная мощность (МВт)
ТЭС (природный газ)	166,9
ТЭС (другое топливо)	319,4
ВЭС	1369,5
СЭС	10,3
ГЭС	306,1
Другие возобновляемые источники энергии	31,4
Суммарная генерация	2203,6

В дополнение к удовлетворению локальных потребностей они могут экспортировать избыточную электроэнергию на рынок через местную распределительную сеть.



Рис. 1. Распределение мощности по типам генерации в (%) (Галиция, Испания).

В региональной распределительной сети на юге Германии установленная мощность ВИЭ уже составляет достаточно большую долю от пиковой нагрузки [5]. На Рисунке 2 для примера Южной Германии представлен годовой прирост мощности ВИЭ, установленных в

данном регионе. Во многих местностях производство электроэнергии ВИЭ в распределительных сетях уже превышает местную нагрузку - иногда многократно.

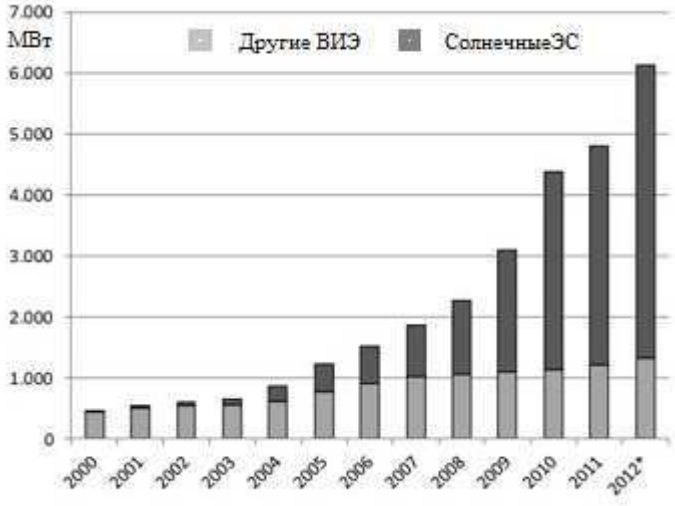


Рис. 2. Годовой прирост мощности ВИЭ (МВт), Южная Германия (2012)

Из-за близости к нагрузкам, распределенная генерация должна способствовать безопасности поставки, повышению качества электрической энергии, сокращению перетоков при пиковой нагрузке, уменьшению потребности в мощности при передаче на большие расстояния, предотвращению перегрузок и избыточной мощности, уменьшению сетевых инвестиций и сокращению потерь в распределительной сети (обеспечение активной мощности для нагрузок и оптимизацию напряжения и реактивной мощности).

На Рисунке 3 показано распределение мощности по типам ВИЭ для юга Германии.

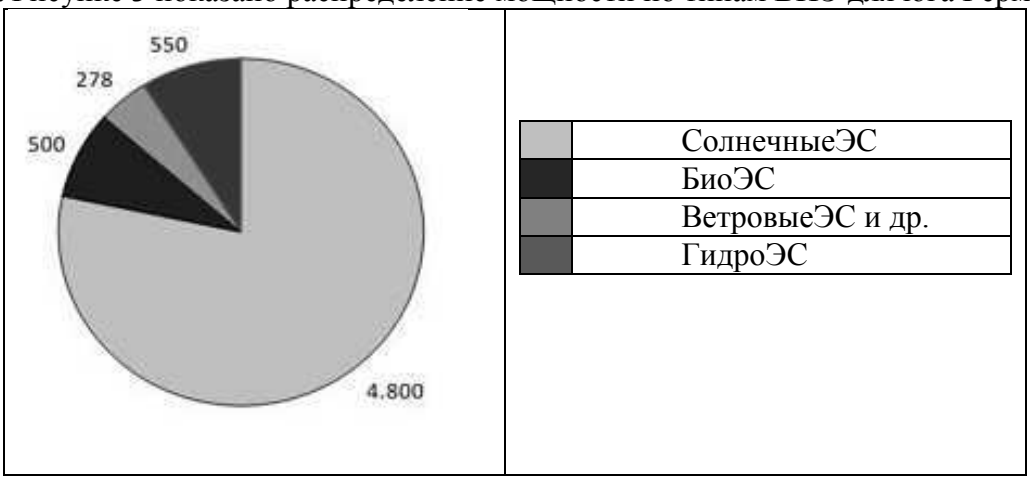


Рис.3. Распределение мощности по типам ВИЭ (МВт)

В действительности интеграция распределенной генерации в сети для СО представляет сложную проблему из-за специфики производственных активов РГ, местоположения и устойчивости сети. РГ не всегда располагается близко к нагрузке и во многих случаях не может управлять ее собственной генерацией. Поэтому, производство не всегда совпадает с запросами потребления (стохастический режим).

Кроме того, передачу энергии на более высокий уровень напряжения нужно рассматривать там, где местная генерация превышает спрос. Это ставит важные проблемы и перед развитием распределительной сети и перед управлением режимами ее работы.

Усиление сети. Способность РГ генерировать электроэнергию близко к узлу потребления облегчает возможность использования пропускной способности сети для передачи на более длинные расстояния в течение определенных периодов времени.

Однако потребность проектирования распределительных сетей, для покрытия пиковой нагрузки остается актуальной при высоких затратах на их строительство.[6].

На Рисунке 4 показана ситуация по обмену мощностью между передающей и распределительной сетью в южной итальянской области Апулии. Отмечается значительное увеличение установленной мощности и энергии, произведенной на СЭС в последние годы, и дальнейший рост перетоков мощности в точке обмена между передающей и распределительной сетью.

Рассмотрим пример управления потоками мощности на схеме распределительной сети 6 кВ, представленной на Рисунке 5, режим работы которой предполагается оптимизировать для уменьшения потерь электроэнергии и улучшения режима напряжений.

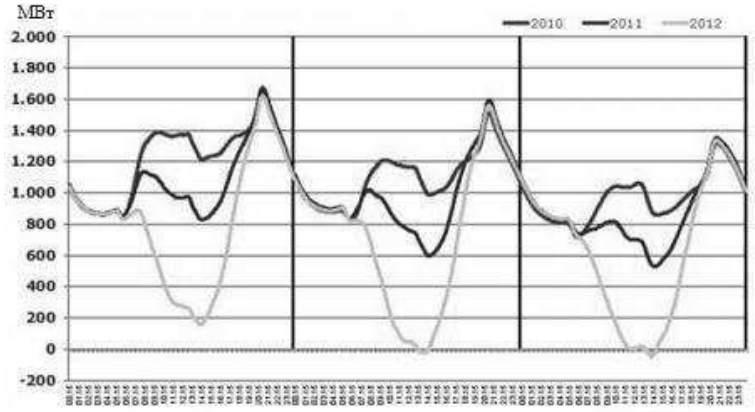


Рис. 4. Суточный переток мощности от передающей к распределительной сети (Италия).

Предварительно для схемы выполняется расчет нормального режима. Далее, исходя из полученных результатов расчета, рассматриваются варианты оптимизации существующей сети или использование дополнительных источников в узлах (оптимальных по предварительно рассчитанному режиму или по необходимости корректировки потребления).

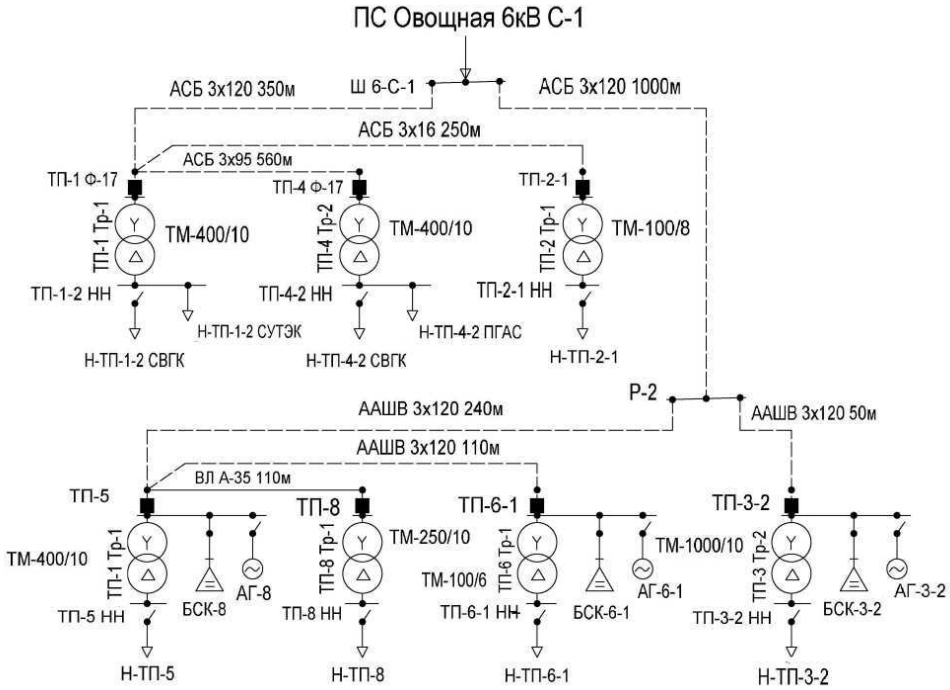


Рис. 5. Фрагмент сети с элементами управления потоками мощности.

В данном примере предлагаются следующие решения:

1. Установка батарей статических конденсаторов (БСК) 650 квар на трех подстанциях.
2. Установка ВИЭ суммарной мощностью 650 кВА (АГ) на этих же подстанциях.

Результаты расчета нормальных режимов работы приведены в Таблице 3. После проведенного анализа полученных расчетных данных, выполняется экономическое сравнение вариантов и проверяется работа сети в аварийном режиме (токи КЗ) с проверкой

коэффициентов чувствительности и дальнейшей корректировкой уставок релейной защиты. Эта проблема является предметом дополнительного расчета.

Таблица 3. Результаты расчета режимов

	Исходный режим фрагмента сети			Установка батарей статических конденсаторов 650 квар			Установка ВИЭ суммарной мощностью 650 кВА		
Название элемента	P (кВт)	Q (квар)	Uкон (кВ)	P (кВт)	Q (квар)	Uкон (кВ)	P (кВт)	Q (квар)	Uкон (кВ)
ПС Овощная 6 кВ С-1	2297	1164	6,300	2292	513,3	6,300	1637	1095	6,300
КЛ Т-1 Р-2	1654	873,1	6,222	1654	223,0	6,230	1006	807,9	6,249
КЛ ТП-3 Р-2	951,0	547,6	6,219	951,0	247,6	6,227	652,5	517,6	6,247
КЛ Р-2 ТП-5	701,8	328,8	6,209	701,8	-21,2	6,218	353,5	293,8	6,242
КЛ ТП-5-1 ТП-6	94,0	43,8	6,208	94,0	-6,2	6,218	44,3	38,8	6,242
БСК-8				0,0	300,0	6,218	298,5	-30,0	6,247
БСК-3-2				0,0	300,0	6,227	298,5	-30,0	6,242
Н-ТП-8	230	98,0	0,383	230	98,0	0,383	230	98,0	0,385
Н-ТП-6-1	92,0	39,2	0,381	92,0	39,2	0,382	92,0	39,2	0,383
БСК-6-1				0,0	50,0	6,218	49,8	-5,0	6,242
	Суммарные потери мощности в линиях: Активной (кВт) 26,841 Реактивной (квар) 7,895			Суммарные потери мощности в линиях: Активной (кВт) 21,661 Реактивной (квар) 6,37			Суммарные потери мощности в линиях: Активной (кВт) 13,286 Реактивной (квар) 3,905		

ВЫВОДЫ

1. Генераторные установки, связанные с сетью, часто с малыми и средними установленными мощностями, при их большом количестве могут играть важную роль для обеспечения режима работы распределительной сети.
2. Интеграция распределенной генерации в сети представляет сложную проблему из-за различных производственных активов РГ, их местоположения и устойчивости сети.
3. Способность РГ генерировать электроэнергию близко к узлу потребления облегчает использование пропускной способности сети для передачи мощности на более длинные расстояния в течение определенных интервалов времени.
4. Применение традиционных способов компенсации реактивной мощности с помощью БСК улучшает режим работы по напряжению, снижает величину потерь мощности в элементах системы электроснабжения.
5. Установка распределенных источников (ВЭС, СЭС и др.) позволяет более качественно оптимизировать режим по напряжению и существенно снизить потери мощности. Кроме того позволяет снизить мощность принимаемую от внешних источников генерации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Currie, R. et al.: Commercial arrangements to facilitate active network management. CIRED, 2011.
2. Improgres project: Market and regulatory incentives for cost efficient integration of DG in the electricity system, WP 6, Deliverable 7. May 2010.
3. Моржин Ю. и другие. Оперативно-диспетчерское управление и инновационные технологии снижения потерь// ОАО «НТЦ электроэнергетики» – ВНИИЭ, 2010.
4. Журнал Оперативное управление в энергетике, №4, 2006.
5. Smart Grids in Germany – Fields of action for distribution system operators on the way to Smart Grids. ZVEI/BDEW 2012.
6. Thies, Zdrallek, Schmiesing, Schneider: Future structure of rural medium-voltage grids for sustainable energy supply. CIRED, 2012.

Научный руководитель: Юрий Петрович Кубарьков, профессор, д.т.н. Самарского государственного технического университета.

РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ДВИЖЕНИЯ ЧЕЛОВЕКА

В. В. Шестакова, И. М. Кирпичникова
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования,
Южно-Уральский государственный университет (НИУ), факультет Энергетический, кафедра «Электрические станции, сети и системы»

Для выполнения любой функции, где бы это ни происходило, совершает ли ее существо живой или неживой природы, требуется затрата энергии. Энергия в природе не возникает из ничего и не исчезает в никуда; она только может переходить из одной формы в другую. Это универсальное правило. Огромное количество студентов, преподавателей, работников и посетителей каждый день приходят в университет. Жалко терять такое количество энергии, которое расходуется человеком впустую. Вот бы эту энергию, как говорится, «использовать в мирных целях». Рассмотрим человека в качестве альтернативного источника энергии: при его движении на поверхность пола передаются колебания, которые можно преобразовывать в электрические сигналы. [2]В ходе исследования я наблюдала за наиболее проходимыми местами университета: главный вход, вход в раздевалку, лестницы второго и третьего этажа. Именно в этих местах можно поставить специально подготовленную платформу. Человек наступает на платформу. Под действием силы тяжести верхняя пластина сжимает пружины. Под давлением пластины опускается зубчатый рычаг. Он крутит шестеренку, которая, в свою очередь, раскручивает магнит, после чего механическое воздействие (колебание) передается на генератор - преобразователь механического усилия в электрический сигнал по принципу электромагнитной индукции. Внутри генератора расположена неподвижная магнитная система с постоянным магнитом, которая образует два воздушных зазора с противоположными направлениями вектора магнитной индукции.[3] Между полюсами постоянного магнита расположен ротор, обычно это открытая проволочная катушка. Ротор вращается в магнитном поле, благодаря чему в обмотке возникает электрический ток. Зная, что и движение контура в магнитном поле, и изменение самого магнитного поля может являться причиной изменения магнитного потока, в нашем приборе неподвижной частью сделали проволочную катушку, а магнит вращается вокруг нее. От проволочной катушки генератора выходят два провода: провод со знаком « - » подключен к аккумуляторной

батарее (ВК) с номинальным током 1,3А и рабочим напряжением 6В и далее на « - » светодиода, а провод со знаком « + » подключен к первому контакту выключателя (К). Выключатель имеет три контакта, средний подключен к клемме аккумулятора со знаком « + » и два крайних (назовем их первый и второй). Принцип работы выключателя в том, что он одновременно замыкает центральный контакт только с одним из двух крайних. Далее ко второму контакту выключателя последовательно подключен диод DV1 2В, резистор R=48 Ом и « + » светодиода. При одном обороте вращения магнита вырабатывается ток в 1,5 мА и напряжение до 1,6 В. При необходимости получения на выходе большей мощности можно использовать параллельное подключение генераторов. [4]

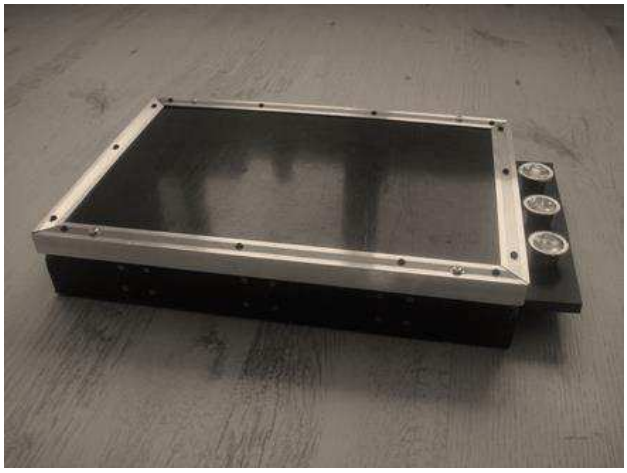


Рис. 1. Фотография устройства (платформы), преобразующего колебательные движения идущего человека в электрические сигналы

Зная, какое количество человек наступило на платформу, мы производим расчет электроэнергии, которую вырабатывает один генератор в течение учебного дня. Применив калькулятор для расчета времени зарядки аккумуляторов, мы посчитали, что для полной зарядки аккумулятора с током 1,3А и напряжением 6В достаточно тридцать минут, но это возможно только при условии безостановочной работы генератора в течение тридцати минут. В нашем случае вырабатывание тока генератором неравномерное, так как даже в самых проходимых местах во время уроков движение практически отсутствует. Поэтому для расчета надо брать именно те промежутки времени, в которые происходит наиболее интенсивное движение по местам наблюдения. Наибольшая активность в утреннее время; время перемен и окончания уроков. Произведя все расчеты, получаем, что примерно 7 раз в минуту срабатывает генератор. Тогда: 7 х 1,5 мА=10,5 мА - ток, который вырабатывает один генератор в минуту. При зарядном токе в 10,5 мА в минуту на зарядку аккумулятора в 1,3 А необходимо 139 минут или 2 часа 19 минут. Это значит, что в течение учебного дня тока, вырабатываемого одним генератором, достаточно для зарядки аккумулятора в 1,3 А. Зная, что один светодиод потребляет около 20 мА [5], а десять светодиодов потребляют 0,2А, можно сделать простые арифметические расчеты: десять светодиодов, потребляющие 0,2А, могут работать от аккумулятора в 1,3 А в течение 6,5 часов, следовательно три аккумулятора будет достаточно для работы тридцатисветодиодов, которые смогут освещать коридор университета в ночное время. В нашем исследовании мы использовали три маломощных генератора, но размеры данной платформы позволяют монтаж двадцати генераторов. А это уже экономия электроэнергии, а, значит, и экономия природных ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ученые всего мира постоянно ищут эффективные способы добывания энергии. В поисках альтернативных источников энергии они проверяют на "профпригодность" едва ли не все, что попадется им под руку. Почему бы не использовать энергию, вырабатываемую самим человеком. В ходе исследования доказана выдвинутая гипотеза о том, что колебания, возникающие при движении человека, можно преобразовывать в электрические сигналы. Проанализировав данные, полученные в ходе исследования, мы сформулировали следующие

выводы: 1. Независимо от структуры ходьбы и веса, человек при ходьбе совершает колебательные движения; 2. Амплитуда колебаний, возникающих при ходьбе, передается поверхности пола и имеет небольшие значения, для усиления которых можно использовать генератор электрических сигналов; 3. Разработанная схема преобразования электрических сигналов и накопления произведенной энергии позволяет использовать ее в практических целях, направленных на освещение помещения.

Рассмотренная схема, которая касается небольшого локального участка учреждения, учитывая теоретические и экспериментальные результаты, полученные в ходе исследования, может быть использована для изучения возможности получения энергии на небольших площадках повышенной проходимости (танцплощадки, концертные залы, стадионы и т. п.). [6] Это позволит получить значительную экономию электрической энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Грабб М., Вролик К., Брэк Д. Киотский протокол: анализ и интерпретация. Москва: Наука, 2001. 303 с.
2. Фролов К. В. Вибрации в технике: справочник. Москва: Просвещение, 1995. 456 с.
3. Прянишников В.А. Теоретические основы электротехники: курс лекций. Москва: Корона Принт, 2007. 365 с.
4. Лаврус В. С. Батарейки и аккумуляторы. Киев: Наука и техника, 1995. 48 с.
5. Девисилов В. А. Освещение и здоровье человека. Безопасность жизнедеятельности. Москва: ООО «Издательство «Новые технологии», 2003. № 7. Приложение. с. 12-13.
6. Шестакова В. В., Кирпичникова И. М. Энергосберегающее освещение на основе использования накопителей механической энергии// Сборник статей студенческой всероссийской заочной научно-практической конференции «Первые шаги в науку». Ульяновск. 2013. с. 125-128.

Научный руководитель: И. М. Кирпичникова, д.т.н., профессор, заведующая кафедрой «Электротехника» ЮУрГУ

УПРОЩЁННАЯ МОДЕЛЬ НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ МИКРОЭНРГОСИСТЕМ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

О.И. Горте, М.С. Хмелик
Новосибирский Государственный технический университет
Факультет энергетики
Кафедра автоматизированных электроэнергетических систем
Кафедра техники и теплофизики высоких напряжений

Тема интеллектуализации сети электроснабжения о. Русский в условиях развития распределенной генерации, в том числе на базе возобновляемых источников энергии, стала основной в одном из исследовательских проектов, предпринятых Сколковским институтом науки и технологии (Сколтех) в рамках инициативы по созданию Центра Науки, Инноваций и Образования (ЦНИО) по направлению «Энергетика». Настоящая работа отражает предварительные результаты первого этапа этой работы по созданию математической модели сети электроснабжения о. Русский, содержащей возобновляемые источники энергии, сопряженные с накопителями энергии различного типа.

Упрощенная модель накопителя. С точки зрения математического моделирования наиболее сложна схема маховикового накопителя энергии, содержащая контроллеры управления конвертором со стороны сети и конвертором со стороны накопителя.

Применение накопителя на базе синхронной машины на постоянных магнитах (СМПМ), на наш взгляд, более предпочтительно по сравнению с накопителями на базе синхронных машин (СМ), асинхронизированных синхронных (АСМ) и асинхронных (АМ). Это обусловлено меньшими потерями в роторе, меньшими размерами в сравнении с традиционной СМ и более простой системой возбуждения. Именно поэтому в настоящей работе в качестве объекта исследования принят маховиковый накопитель на базе СМПМ, схема которого приведена на рисунке 1.

Математическая модель системы управления конверторами представлена на рисунке 2 (заимствована из [1]). Схема обеспечивает возможность независимого управления потоками активной и реактивной мощности через конверторы.

Блок фазовой синхронизации PLL (Phase Locked Loop) позволяет выделить круговую скорость вращения из тройки векторов параметров режима, необходимую для выполнения преобразований из одной системы координат в другую. Блок-схема PLL решает систему уравнений:

$$\dot{\omega} = \gamma_1 * \varepsilon$$
$$\dot{\theta} = \omega + \gamma_2 * \varepsilon, \qquad (1)(2)$$

где γ_1 и γ_2 – значения коэффициентов усиления $К_i$ и $К_p$ ПИ-контроллера, а ε величина ошибки.

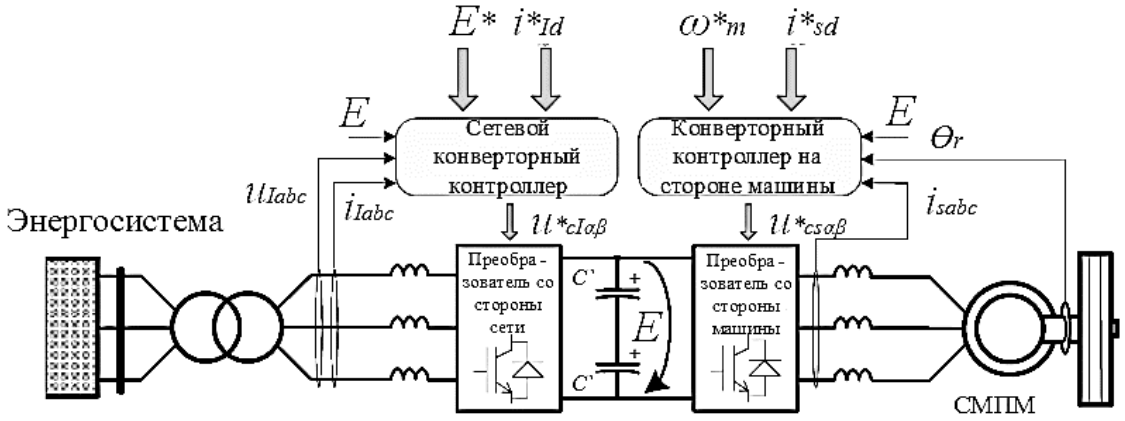


Рис. 1. Принципиальная схема маховикового накопителя на базе СМПМ: E и E* – напряжение и уставка по напряжению на звене постоянного тока, Θ_r – угол между вектором синхронно вращающейся оси и вектором ЭДС СМ, ω*$_m$ – номинальная механическая скорость вращения накопителя, i*$_{ld}$ и i*$_{sd}$– токовые уставки в сети и статоре в продольной оси [1]

Основное отличие состоит в том, что в этом случае с использованием управления по d – координате ошибка может быть вычислена следующим образом:

$$\varepsilon = \widehat{E_q} \text{вместо } \varepsilon = -\widehat{E_d}.$$

Параметры ПИ-контроллера определены следующим образом:

$$\gamma_1 = \frac{\rho^2}{\widehat{E_g}},\ \gamma_2 = \frac{2\rho}{\widehat{E_g}},\ \widehat{E_g} = \sqrt{\widehat{E_d}^2 + \widehat{E_q}^2}, \qquad (3)\ (4)\ (5)$$

где ρ может быть интерпретирована как ширина полосы пропускания PLL (рад/с), $\widehat{E_g}$ – вычисленный модуль сетевого напряжения [4].

Структура ПИ-контроллеров поперечной и продольной составляющих тока, ПИ – контроллера скорости, а также ПИ –контроллера звена постоянного ток идентична структуре PLL без интегрирующего звена, где ω*$_m$ – номинальная механическая скорость вращения накопителя, ω*$_r$ – уставка по скорости вращения ротора, ω_r – скорость вращения ротора, T*$_e$– номинальный электромагнитный момент, Ψ_{PM} – потокосцепление, созданное постоянными магнитами,i*$_{ld}$ и i*$_{sd}$– токовые уставки в сети и статоре в продольной оси, i$_{ld}$ и i$_{sd}$– токи в сети

и статоре в продольной оси, i^*_{lq} и i^*_{sq}– токовые уставки в сети и статоре в поперечной оси,i_{lq} и i_{sq}– токи в сети и статоре в поперечной оси, $i_{s\alpha}$и$i_{s\beta}$ – токи на выходе после преобразования Кларка, Δu_d и Δu_q – отклонение напряжения в ортогональной системе координат, u^*_{csd} и u^*_{csq} – напряжение на выходе ПИ-контроллера по току статора в продольной и поперечной оси.

Практическое использование этой модели системы управления может вызывать большие затраты вычислительного времени, в связи с чем в настоящей работе опробована модель, в которой конвертор со стороны СМПМ представлен управляемым источником тока. Принимая во внимание, что для модели СПИН и суперконденсатора может быть применен аналогичный подход, модель получает свойства универсальности. Это позволяет начать исследования с применением упрощенной модели накопителя в сети электроснабжения о Русский, приведенной на рисунке 3, параметры и схемы и режима которой приведены в [2].

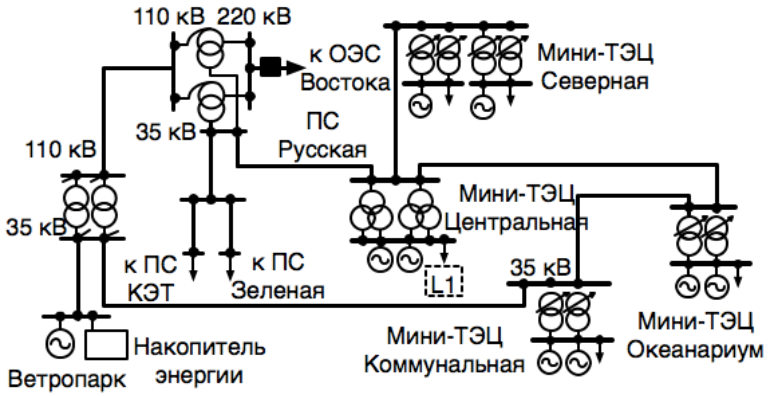
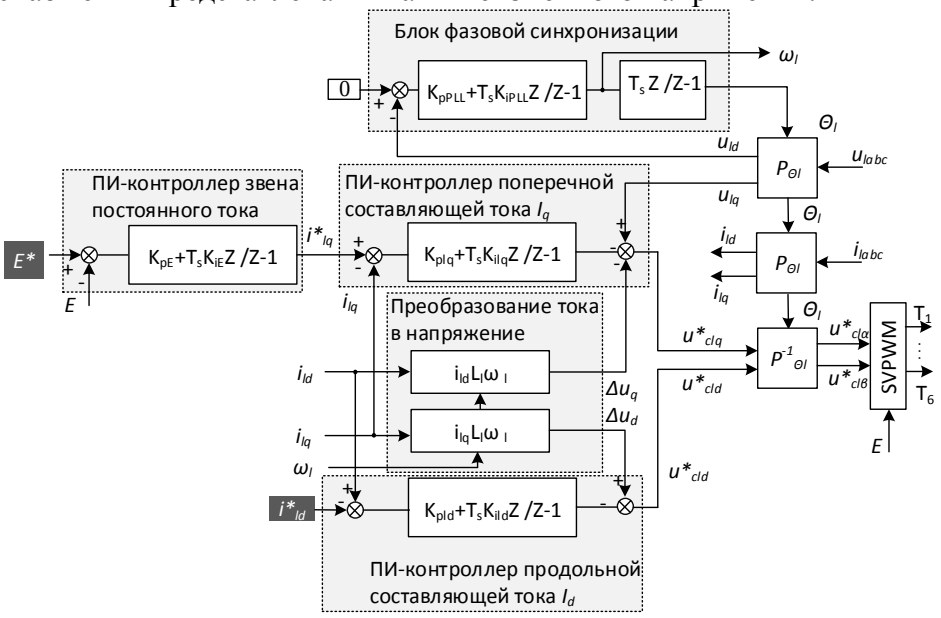
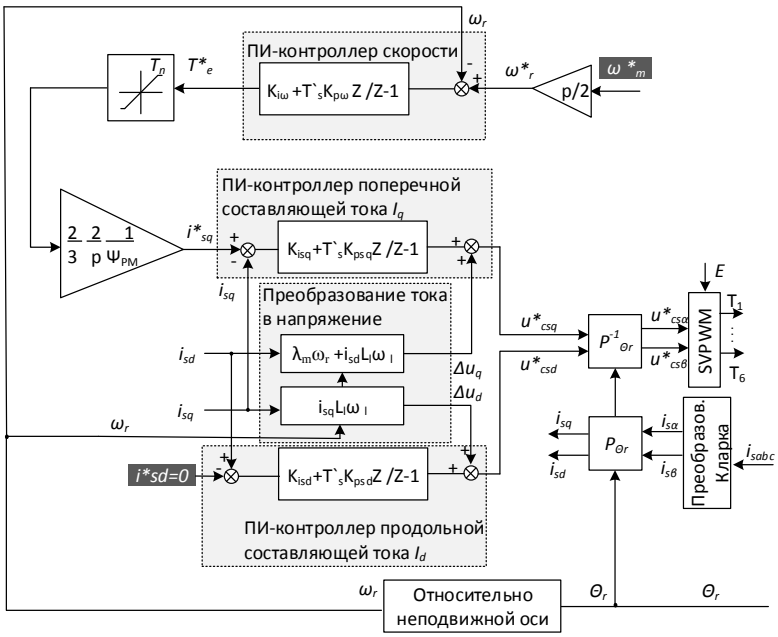


Рис. 2. Однолинейная схема системы электроснабжения о. Русский

Для проверки работоспособности предложенной схемы реализации упрощенной модели в формате ПВК MATLAB/Simulink/ SymPowerSystems, представленной на рисунке 5, канал управления источника тока был соединен с источником тестового сигнала, показанным на рисунке 4 непрерывной серой линией, в предположении, что сеть электроснабжения представлена шинами неизменного напряжения.



(а)



(б)

Рис. 3. Структура системы управления маховиковым накопителем энергии: а) со стороны сети, б) со стороны СМПМ [1]

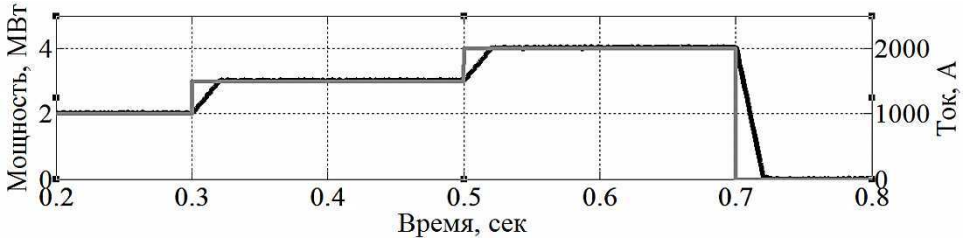


Рис. 4.Управляющий сигнал источника тока, эмулирующего конвертор со стороны СМПМ и мощность накопителя в точке присоединения к сети

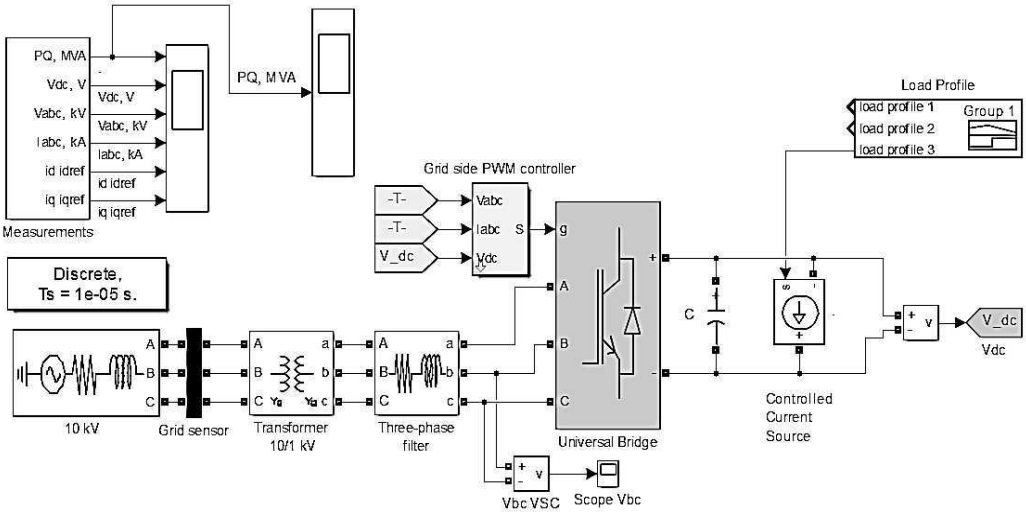


Рис. 5. Упрощенная модель накопителя в ПВК MATLAB/Simulink/ SymPowerSystems

Рисунок 7 иллюстрирует результаты вычислительного эксперимента в полной схеме сети без ветропарка в случае аварийного отключения связи с ОЭС Востока. Учтены действия устройств автоматической частотной разгрузки и совместного действия АЧР и маховикового накопителя энергии в составе нагрузки L1 на рисунке 3. Изменение частоты сети в зависимости от использования накопителя энергии и наличия ветроагрегата отражено на

рисунке 6. Черной линией отражено изменение частоты в сети при использовании накопителя, а серой – в случае наличия ветроагрегатов.

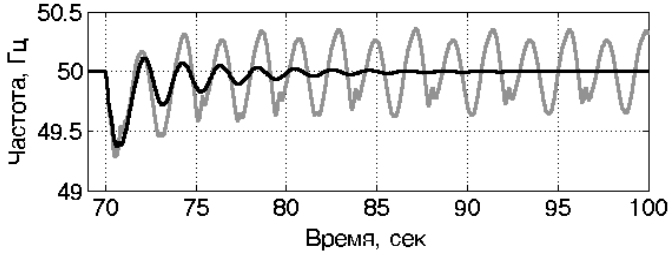


Рис. 6. Изменение частоты сети с накопителем и ветроагрегатом

Система сбора и передачи данных на расстояние не может выполнять транспорт информации мгновенно, существует некоторая задержка по времени. Для определения влияния величины задержки на изменение частоты сети проведены вычислительные эксперименты, приведенные на рисунке 8. Задержка в размере 0,2 с позволяет за более короткий период времени восстановить до допустимого значения частоту в сети в сравнении с отсутствием задержки по времени, в то время как задержка в размере 0,3 с превращает процесс восстановления частоты колебательным, что крайне недопустимо.

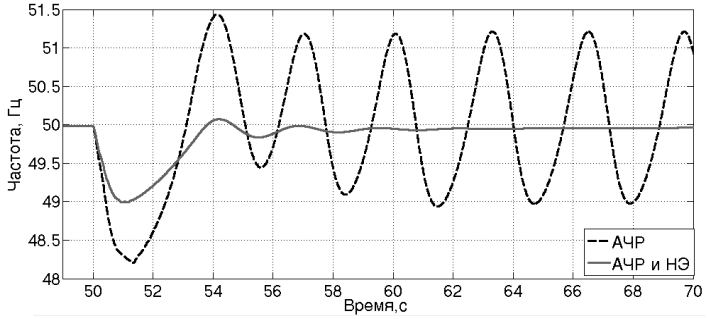


Рис. 7. Изменение частоты сети в условиях действия АЧР и АЧР с накопителем энергии

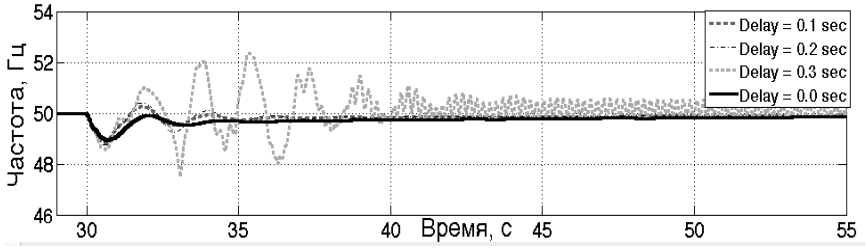


Рис. 8. – Изменение частоты сети в зависимости от величины задержки по времени

ВЫВОДЫ.На этапе выбора структуры и состава микроэнергосистемы на о. Русский может быть применена упрощенная модель накопителя энергии, эмулирующего СПИН, суперконденсатор или маховиковый накопитель. Вычислительные эксперименты подтвердили эффективность применения локальной информации о параметрах переходного процесса для демпфирования низкочастотных колебаний частоты и мощности в сети с помощью накопителей энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O.; Villafafila-Robles, R. Modeling and Validation of a Flywheel Energy Storage Lab-Setup // 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe Conference, Berlin, Germany, in Proceedings, 2012. 1-6
2. Горте О.И., Кирьянова Н.Г., Остапенко А.И. и др. Остров Русский-экспериментальная база для исследования противоаварийной автоматики

микроэнергосистем / XXII научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2014» / Москва, 2014
3. Connolly D. A Review of Energy Storage Technologies for the integration of fluctuating renewable energy // IEEE, University of Limerick, - 11 Oct. 2010, - vol. 4
4. Sylvain Lechat Sanjuan. Voltage Oriented Control of Three-Phase Boost PWM Converters // Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2010

Научный руководитель: Зырянов В. М., к.т.н., доцент кафедры АЭЭС, НГТУ

ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

А. Л. Шестакова, И. М. Кирпичникова
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Южно-Уральский государственный университет (НИУ),факультет Энергетический, кафедра «Электротехника и возобновляемые источники энергии»

Представленная работа раскрывает проблемы развития возобновляемой энергетики. В ходе исследования изучены программы использования возобновляемых источников энергии в зарубежных странах и проведен сравнительный анализ реализации аналогичных программ в России. В работе поднят вопрос о недостаточной развитости российской законодательной и нормативной базы на всех уровнях, что определяет актуальность исследования данной проблематики. Теоретической и методологической основой исследования послужили научные труды российских и зарубежных ученых, а также законодательство в области возобновляемых источников энергии. Данная работа носит исследовательский характер и имеет перспективы развития данного направления.

В мире возрос интерес к вопросам использования возобновляемых источников энергии. Это объясняется ростом цен на энергоносители, периодически возникающими проблемами их поставок в связи с неурегулированностью транзита. Обостряющиеся экологические проблемы делают необходимостью поиск альтернативных источников энергии, а потенциал возобновляемых источников энергии слишком велик, чтобы его игнорировать. Различные виды нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в разных странах находятся на разных стадиях освоения. Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев подписал закон, расширяющий использование возобновляемых источников энергии, согласно которому к 2030 году планируется достичь 10% доли возобновляемых источников энергии в общем объеме потребления. Подобный дальновидный шаг поможет «наработать опыт по реализации проектов индивидуальными потребителями в сельской местности и крупных проектов возобновляемых источников энергии с интеграцией в существующую энергосистему Казахстана» - отмечал Н. Каппаров, министр охраны окружающей среды. Правительство Польши приняло закон о возобновляемых источниках энергии, который откроет возможность для создания в Польше мелких частных электростанций. Согласно новому законодательству, предпринимателю, занимающемуся производством энергии и имеющему малую электростанцию, не нужно регистрироваться и получать специальное разрешение на строительство 40 кВт электростанций, построенных для собственных нужд. К тому же для подобной деятельности не нужно оформлять лицензию. Достаточно будет приобрести необходимое оборудование и осуществить надлежащим образом подключение к общей электрической сети. Такие правила, как

ожидается, будут способствовать притоку инвестиций в производство электроэнергии на малых станциях: часть энергии производитель сможет использовать для личных нужд, а избыток отдавать в сеть. Энергетическая служба на основе существующего тарифа будет возмещать мелкому производителю электроэнергии разницу между производимой и потребляемой им энергией. Другой пример: в начале этого года правительство Германии запланировало реформировать закон «О возобновляемых источниках энергии»: согласно заключению кабинета министров от 22.01.2014 в Meseberg, использование энергии собственного производства будет облагаться налогом. Подобный налог, несомненно, отпугнет средний класс, сельское хозяйство и мелкий бизнес от использования источников альтернативной энергетики. Ошибочно перекладывать издержки от перехода на альтернативные источники энергии на плечи потребителей, так как они создают новую дешевую сеть, меньше энергии транспортируется и это положительно сказывается на климате.

В Крыму были реконструированы и модернизированы электросети и электросистемы, в связи с чем на полуострове особенно перспективно стало использование альтернативных источников энергии. В стране был построен ветропарк, оснащенный современными ветрогенераторами, получивший лицензию на производство электроэнергии. На Украине сформировались правовые условия для стимуляции использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (ветроэнергетика, малая гидроэнергетика, солнечная энергетика). Важным шагом на этом пути стал специальный стимулирующий «зеленый» тариф на производство электрической и тепловой энергии, выработанной из альтернативных источников. В свете последних событий в результате вхождения Крыма в состав Российской Федерации 11 апреля 2014 года правовые условия на полуострове изменились. Согласно заявлению министра энергетики РФ А. Новака, Крым будет ориентироваться на ВИЭ и в дальнейшем. Рассматривается также перспектива производства оборудования для ВИЭ на территории Крымского полуострова. Эти планы могут подтолкнуть российское правительство к усовершенствованию законодательной базы РФ. Сделать предстоит много, но основные направления уже определены. Но на данном этапе функционирование электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии, прекращено, так как не определены ни покупатели электроэнергии, ни тарифы на нее. Для того чтобы возобновить работу и продолжить развитие сегмента ВИЭ на полуострове, потребуется внести поправки в российский закон об электроэнергетике с целью введения «зеленого» тарифа для изолированной энергосистемы с регулируемыми ценами. Между тем в ряде регионов частные инвесторы уже готовы рискнуть на российском рынке ВИЭ. Уже около 10 лет на Кольском полуострове развивается проект по созданию ветропарка в районе поселка Териберка Мурманской области. После многолетнего затишья голландская компания-оператор Windlife Renewables (бывшая Windlife Energy BV) объявила о начале строительства ветропарка в 2015 году совместно с немецкой WSB Neue Energien GmbH. Строительство ветропарка и установку ветротурбин планируется начать в 2015 году, а завершить в октябре 2016 года. Если проект будет реализован, в Мурманской области появится крупнейший ветропарк в России. К слову сказать, еще в 2008 году была одобрена Декларация о намерениях строительства данного ветропарка в Печенгском районе Мурманской области (поселок Лиинахамари), в 2009 году обсуждалось создание производства ветротурбин на Кольском полуострове на базе судоремонтного завода «Нерпа», но смена губернатора и, главным образом, отсутствие федеральной схемы поддержки проектов по выработке ВИЭ не дали развития проекту.28 августа 2014 года Председатель Правительства РФ Д. Медведев подписал распоряжение о вступлении России в Международное агентство по ВИЭ. Это послужит площадкой для обмена практиками и опытом технологических решений и законодательной базы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными проблемами недостаточного внедрения ВИЭ в России является неразвитость законодательных механизмов взаимодействия региональных и федеральных

ведомств, заинтересованных в развитии альтернативной энергетики, отсутствие понятных для инвестора правил игры на рынке и несформированное общественное мнение. Однако существенный экономический потенциал и ряд несомненных преимуществ возобновляемых источников перед традиционными, должны помочь в преодолении этих проблем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Кузык Б. Н. Партнерство государства и бизнеса: перспективы в сфере возобновляемых источников энергии// «Проблемы теории и практики управления», № 7, 2008.
2. Копылов А. Е.. Экономические аспекты выбора системы поддержки использования ВИЭ в России// «Энергия: экономика, техника, экология», № 9, 2008.
3. Федеральный закон РФ от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
4. Закон Республики Казахстан "О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам поддержки использования возобновляемых источников энергии".
5. «Энергетическая политика Польши до 2030 г.», 2009.
6. Закон Германии от 21 июля 2004 года«О новом регулировании законодательства о возобновляемых источниках энергии в системе энергоснабжения».
7. Распоряжение Правительства РФ от 11 ноября 2013 г.N 2084-р «Схема территориального планирования РФ в области энергетики».
8. Распоряжение Правительства РФ от 28 августа 2014 г. N 1657-р «О вступлении РФ в Международное агентство по возобновляемой энергии».

Научный руководитель: И. М. Кирпичникова, д.т.н., профессор, заведующая кафедрой «Электротехника» ЮУрГУ

ОСОБЕННОСТИ ПРИСОЕДИНЕНИЯ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ СРЕДСТВАМИ НА ОСНОВЕ ЭЛЕМЕНТОВ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ

А.И. Гаврилов[1], М.Е.Гольдштейн[2]

[1]Филиал ОАО «СО ЕЭС», Челябинское РДУ, [2]ЮУрГУ (НИУ)

Все больше малой генерация (МГ) вводится в энергосистемы. Службам перспективного развития и технологического присоединения РДУ и энергосистем приходится согласовывать документы на присоединение объектов МГ к электрическим сетям. Между тем, нормативных документов, учитывающих особенности МГ и ее присоединения, нет. Возникает вопрос: «А нужны ли дополнительные документы к уже имеющимся [1, 2, 3]?» Для этого первоначально определим, что же следует отнести к МГ, каковы особенности ее схем, режимов, управления, создает ли МГ проблемы для энергосистем или несет положительные функции. Определим, в чем эти функции проявляются.

Диапазон мощностей МГ составляет от сотен кВт до нескольких десятков МВт. К МГ обычно размещается в узлах сети, в которых ее мощность близка к мощности потребителей. Но на отдельных временных интервалах при изменении графика нагрузки потребителя эти мощности могут существенно отличаться. В электрических сетях может быть распределенная МГ – это генерация в нескольких узлах сетевого района. Обычно суммарная мощность ее источников во много раз ниже мощности, потребляемой районом от энергосистемы. Это априори определяет и то, что при коротких замыканиях токи КЗ от энергосистемы существенно выше, чем от установок МГ. Таким образом, к МГ в районе энергосистемы относится генерация, для которой мощности источников генерации в узлах существенно ниже мощности энергосистемы в целом.

Источниками электроэнергии МГ могут быть либо трехфазные синхронные генераторы, работающие на синхронной с энергосистемой частоте, либо источники, работающие на несинхронной частоте. На синхронной частоте работают СГ, приводные механизмы которых это либо двигатели внутреннего сгорания (дизели, газопоршневые, бензиновые), либо газовые турбины с редуктором между турбиной и СГ. Все они имеют регулятор скорости вращения (мощности), поддерживающий синхронную частоту СГ. К источникам, работающим на несинхронной частоте, относятся, например, ветро и гидрогенераторы, частота вращения которых может изменяться при изменении силы ветра, напора воды или газотурбинные установки, по технологическим причинам у которых целесообразно изменять скорость вращения с изменением генерируемой мощности. Есть и безредукторные газотурбинные установки со скоростью вращения от 6000 до нескольких десятков тысяч оборотов в минуту, которые за счет таких высоких оборотов имеют низкие массогабаритные параметры [4] . К источникам несинхронной частоты относятся и источники с генерацией на постоянном напряжении. Если генерация электроэнергии производится на синхронной частоте, то условия присоединения МГ к сети через собственные распредустройства (РУ) или через РУ сетевых подстанций, на которые они выдают мощность, то с позиций технических практически не отличаются от типовых условий, приводимых в методических рекомендациях по присоединению генерирующих объектов [3].

Источники генерации несинхронной частоты присоединяются к РУ синхронной частоты с помощью устройств, выполненных на основе элементов силовой электроники. В зависимости от типа источников генерации (синхронный генератор, солнечные батареи и др.), их мощности, допустимых режимов применяются различные структурные схемы устройств присоединения к энергосистеме. Их общая особенность в том, что все эти устройства выполняются на базе элементов силовой электроники.

Структурные схемы устройств присоединения источников МГ к энергосистемеприведены на рисунке 1. Наиболее распространенными устройствами, связывающими СГ несинхронной частоты с РУ промышленной частоты, являются преобразователи частоты (ПЧ) со звеном постоянного тока/напряжения (рисунок 1а).

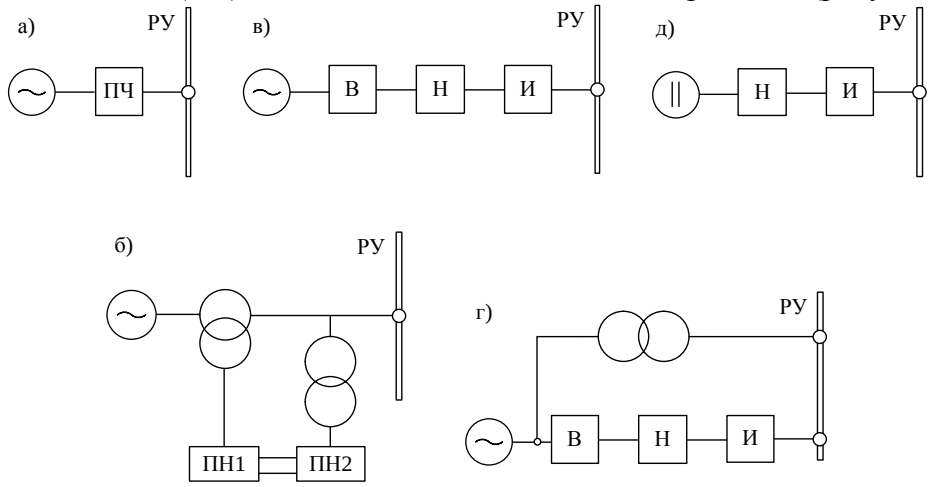


Рис. 1. Структурные схемы блоков – генераторов, содержащих элементы силовой электроники

Эти ПЧ содержат два преобразователя напряжения (ПН), выполненные на IGBT транзисторах или IGCT тиристорах, и в электроэнергетике получили название «вставки постоянного тока» [4].

Если мощность источников малой генерации в процессе работы существенно изменяется из-за технологических причин производства электроэнергии или эти источники установлены в узлах сети с неравномерным графиком потребления, устройства присоединения могут выполняться по схеме, приведенной на рисунке 1а, но чаще всего их структурная схема содержит накопители энергии (рисунки 1в, г, д). Ветро и гидрогенераторы

обычно присоединяются по схеме выпрямитель-накопитель-инвертор (рисунок 1в), СГ синхронной частоты по схеме, дополнительно содержащей трансформаторную связь с РУ (рисунок 1 г), а источники постоянного тока/напряжения через накопитель и инвертор (рисунок 1 д). Основным элементов СЭ во всех устройствах присоединения является ПН с ШИМ, который работает во всех четырех квадрантах PQ-диаграмм мощности и может регулировать и величину и фазу напряжения в узле присоединения к сети.

Небольшие по мощности СГ установок МГ могут выполняться с нерегулируемым возбуждением (с диодной системой возбуждения или с ротором-постоянным магнитом). Это могут быть СГ и синхронной и несинхронной частоты. В этом случае регулирование напряжения и реактивной мощности перекладывается на объединенный регулятор потока мощности (рисунок 1б), также выполненный на базе ПН [5, 6].

С точки зрения формирования условий на присоединение к энергосистеме источников МГ с помощью элементов СЭ целесообразно эти условия унифицировать с условиями для присоединения СГ синхронной частоты [3]. Для этого при запросах условий на присоединение источник генерации следует представлять вместе с устройствами на базе СЭ единым блоком. Но для этого предварительно надо определить, какие из параметров блоков должны сообщать проектанты в заявках на присоединение для того, чтобы с одной стороны эти параметры соответствовали методическим указаниям [3], а с другой учитывали особенности средств на базе силовой электроники. При введении понятия «блок» (единого блока, содержащего кроме источника МГ еще и устройства присоединения) границей схемы выдачи мощности следует принять выводы блока (а не источника МГ), на которых уже сформировано напряжение синхронной частоты. В этом случае при разработке условий на присоединение не потребуется рассматривать устройства присоединения на базе СЭ.

Особенности блоков МГ при параллельной работе с сетьюдолжны учитываться в заявке и в условиях присоединения и в последующем проекте выдачи мощности. Эти особенности следующие.

- Мощность установок малой генерации существенно ниже мощности генерации в сети, с которой на параллельную работу включается МГ.
- При коротких замыканиях в сетевом районе токи короткого замыкания от установок МГ существенно ниже, чем от энергосистемы.
- Учитывается суточный график потребления электроэнергии в узле с МГ, и определяется, баланс мощности в узле в отдельные отрезки времени.
- Принимается структурная схема устройств присоединения, если присоединение МГ к сети производится с применением устройств СЭ.
- При присоединении блоков МГ через устройства СЭ формулируются особые условия (или их отсутствие) на рабочие и аварийные режимы блоков.
- Формулируются возможные режимы работы сетевого района с МГ.
- Определяется, возможна ли параллельная работа с энергосистемой с выдачей мощности в энергосистему. При этом устанавливается приобретается ли сетевыми компаниями выдаваемая МГ электроэнергия и идет ли она на компенсацию потерь в сетях или эта электроэнергия приобретается другими потребителями. Возможен вариант параллельной работы с энергосистемой, но с запретом на выдачу мощности в энергосистему. Возможна и параллельная работа с энергосистемой в рабочих режимах и автономная при авариях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При присоединении блоков МГ с СГ синхронной частоты условия присоединения типовые. При присоединении же блоков МГ, содержащих элементы силовой электроники, условия на присоединения следует унифицировать с типовыми, но для этого надо источник МГ совместно с устройствами присоединения на основе СЭ представить единым блоком с параметрами, максимально приближенными к типовым. Для этого следует провести исследования различных устройств присоединения и сформировать для них, с одной стороны, типовые параметры, а с другой, – особые условия на присоединение, учитывающие

их специфику и функциональные свойства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Федеральный закон об электроэнергетике №35-ФЗ от 26.03.2003г.
2. «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы торгового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств энергопотребителей электрической энергии объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». Постановление правительства РФ №861 от27.12.2004 г.
3. Методические рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства. Приказ Минпромэнерго России от 30 апреля 2008 г. N 216.
4. Гольдштейн М.Е., Филяев К.Ю. Универсальная математическая модель системы с вентильными асинхронными связями // Электричество. 2008. № 6. С.12–18.
5. Егоров И.С., Гольдштейн М.Е. Регулирование напряжения энергоблока синхронный генератор – объединенный регулятор потока мощности // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2014. Том 14, № 3. С.13–16.
6. Егоров И.С., Гаврилов А.И. Функциональные свойства электротехнического комплекса «синхронный генератор - объединенный регулятор потоков мощности // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1, г. Новочеркасск, 14-18 окт. 2013 г. Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. Новочеркасск: Лик, 2013. С.313–316.

Научный руководитель: М.Е. Гольдштейн, к.т.н, профессор, профессор кафедры электрических станций, сетей и систем ЮУрГУ.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЕНСАЦИИ НАГРУЗКИ ГВС С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин

Забайкальский государственный университет, энергетический факультет, кафедра «Тепловых электрических станций»

Теплохладоснабжение при помощи тепловых насосов, по оценкам большинства авторитетных международных организаций, считается наиболее приоритетным направлением в развитии энергосберегающих технологий. К примеру, Европейская ассоциация по тепловым насосам (EHPA) признает тепловые насосы как основную технологию в области использования возобновляемых источников энергии. Кроме того, активному внедрению тепловых насосов способствует Международное Энергетическое Агентство (IEA), которое предусматривает установку 3,5 миллиардов тепловых насосов в коммунальном хозяйстве к 2050 г. Более того, IEA прогнозирует, что к 2050 году более половины систем отопления зданий будут снабжены аккумуляторами тепловой энергии на основе тепловых насосов [1].

Следует также отметить, что технология тепловых насосов имеет долгую историю развития, начиная с пятидесятых годов прошлого века. Эта технология достаточно хорошо освоена зарубежными специалистами и широко применяется в строительных проектах целого ряда стран Европы, а также в США и Японии. При этом подавляющее большинство проектов представляют собой комплексную систему энергоснабжения здания, с учетом вентиляции, отопления, горячего водоснабжения и рекуперации тепла. Вне всякого сомнения, такие проекты обладают высокой эффективностью по сравнению с классическими способами теплоснабжения, но и осуществляются они в условиях активного стимулирования и поддержки со стороны государства.

В России подобный глобальный переход от действующих систем централизованного теплоснабжения к системам комплексного теплохладоснабжения на основе тепловых насосов в ближайшее время невозможен. Основными причинами, сдерживающими внедрение тепловых насосов в России, являются:

- отсутствие государственного стимулирования,
- низкая заинтересованность потребителей, которая сведена к минимуму из-за высокой стоимости большинства классических зарубежных проектов, которые в настоящее время широко представлены на рынке тепловых насосов.

Частичным решением проблемы заинтересованности потребителей может послужить внедрение малозатратных технологических решений в существующие системы отопления, которые будут доступны потребителям и позволят как ознакомиться со всеми преимуществами тепловых насосов, так и повысить общую экономичность теплоснабжения.

Перспективным направлением внедрения тепловых насосов, при условии минимальных капитальных затрат, может стать компенсация нагрузки горячего водоснабжения. Как известно, Россия является признанным лидером по масштабам использования централизованных систем теплоснабжения, в которых до 30% всего отпущенного тепла расходуется на подогрев воды, идущей на горячее водоснабжение. При этом использование отечественных мощных сетевых насосов с низким КПД, качество тепловой изоляции, гидравлическая разлаженность теплотрасс, а также использование тупиковых схем горячего водоснабжения, приводит к тому, что треть тепловой энергии, идущей на нужды горячего водоснабжения, затрачивается впустую. В таких условиях покрытие тепловой нагрузки горячего водоснабжения тепловыми насосами позволит сберечь колоссальное количество энергетических ресурсов уже на начальном этапе внедрения.

При подходе к реализации поставленной цели не имеет смысла рассматривать традиционные установки, использующие геотермальные тепловые насосы, в связи с их высокой капиталоемкостью [2], а также технологии утилизации сбросного тепла промышленных предприятий и иных искусственных источников, поскольку такие решения являются частными и актуальны только в исключительных случаях. Для решения данной задачи наиболее предпочтительными будут тепловые насосы типа «воздух-вода» и некоторые технологические решения на основе тепловых насосов типа «вода-вода».

В тепловых насосах типа «воздух-вода» источником тепла является атмосферный воздух, тепло которого передается рабочему телу, а затем от рабочего тела передается воде, которая направляется в систему теплоснабжения здания на нужды горячего водоснабжения. Такие разработки отличаются особой компактностью, относительно малой стоимостью, простотой установки и полной независимостью от источников теплоснабжения. Кроме того, на сегодняшний день воздушные тепловые насосы более доступны и занимают порядка 80% потенциала рынка. Однако основным недостатком тепловых насосов типа «воздух-вода» является их невысокая эффективность за счет низкого коэффициента преобразования, который показывает отношение теплопроизводительности к электропотреблению. При температуре воздуха около 0°С, коэффициент преобразования большинства воздушных тепловых насосов падает ниже трех единиц, а при –15°С ниже двух единиц, что принято считать нижним порогом эффективности и работоспособности [3]. Повысить эффективность

воздушных тепловых насосов можно путем усложнения термодинамического цикла и, соответственно, тепловой схемы установки [4], но это неблагоприятно сказывается на стоимости самой установки.

Альтернативой воздушным тепловым насосам являются тепловые насосы типа «вода-вода», принцип работы которых аналогичен тепловым насосам типа «воздух-вода», за исключением того, что в качестве источника тепла используют воду. Водяные тепловые насосы имеют значительно более высокий коэффициент преобразования, чем воздушные, но при этом на рынке практически не представлены малозатратные технологии их внедрения. В связи с этим, особенно важно отметить отечественные разработки в этом направлении.

Одна из таких разработок – тепловой насос с использованием обратных вод теплоцентрали. Как уже становится ясно из названия, в данном технологическом решении в качестве источника тепла используют воду, циркулирующую в обратном трубопроводе системы централизованного теплоснабжения. Такой подход позволяет получить наибольший, среди рассматриваемых аналогов, показатель коэффициента преобразования. По некоторым данным, при использовании тепла обратных вод теплоцентралей, коэффициент преобразования теплового насоса может достигать шести-семи единиц [5], что делает его применение особенно выгодным. Такое решение достаточно популярно среди российских исследователей, о чем свидетельствует высокая патентная активность в этой области. Но, несмотря на то, что такие технологии органично вписываются в существующие российские централизованные системы теплоснабжения, они не позволяют полностью компенсировать тепло, вырабатываемое централизованным источником, на нужды горячего водоснабжения, вследствие зависимости от теплосетей.

В Забайкальском государственном университете также разрабатывается технология, позволяющая объединить достоинства всех вышеизложенных решений. Сезонный способ горячего водоснабжения, предложенный университетом, позволяет получать горячую воду вне зависимости от централизованного источника на протяжении всего неотопительного периода [6]. В качестве источника тепла для теплового насоса типа «вода-вода» используется теплоноситель, циркулирующий в замкнутом контуре системы отопления здания. Способ позволяет получить высокие значения коэффициента преобразования, которые свойственны водяным тепловым насосам, при минимальных затратах на внедрение, которые свойственны воздушным тепловым насосов. При этом способ обеспечивает утилизацию избыточного тепла в летний период, что характерно для зарубежных комплексных проектов теплохладоснабжения. На сегодняшний день способ проходит тестовые испытания, и рассматривается возможность всесезонного использования с сохранением основных преимуществ.

В заключении стоит отметить, что внедрение тепловых насосов для компенсации нагрузки горячего водоснабжения позволит с минимальными затратами заложить основу для дальнейшего развития энергосберегающих технологий теплохладоснабжения, и даст стимул отечественным исследователям к развитию данной отрасли.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Берзан В.П., Робу С.Г., Шит М.Л. Аспекты проблемы стимулирования внедрения тепловых насосов // Проблемы региональной энергетики. 2011. № 1. С.91–94.
2. Филиппов С.П. Дильман М.Д., Ионов М.С. Эффективность использования тепловых насосов для теплоснабжения малоэтажной застройки // Теплоэнергетика. 2011. № 11. С.12–19.
3. Чемеков В.В. Харченко В.В. Система теплоснабжения автономного жилого дома на основе теплового насоса и ветроэлектрической установки // Теплоэнергетика. 2013. № 3. С.58.
4. Филиппов С.П., Ионов М.С., Дильман М.Д. Перспективы применения воздушных тепловых насосов для теплоснабжения жилых зданий в различных климатических условиях // Теплоэнергетика. 2012. № 11. С.11.

5. Николаев Ю.Е., Бакшеев А.Ю. Определение эффективности тепловых насосов, использующих теплоту обратной сетевой воды ТЭЦ // Промышленная энергетика. 2007. № 9. С.14–17.
6. Батухтин А.Г., Иванов С.А., Кобылкин М.В., Миткус А.В. Повышение эффективности современных систем теплоснабжения // Вестник Забайкальского государственного университета. 2013. № 09. С.112–120.

СПОСОБ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК В СУЩЕСТВУЮЩИЕ ОТОПИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин
Забайкальский государственный университет, энергетический факультет, кафедра «Тепловых электрических станций»

Российская энергетика является крупнейшей в мире по масштабам использования централизованных систем теплоснабжения имеющих значительный потенциал для внедрения энергосберегающих технологий, в том числе систем теплоснабжения на основе теплонасосных установок (ТНУ), которые набирают популярность в США, Японии и странах Европы.

Перспективным направлением внедрения ТНУ может стать компенсация нагрузки горячего водоснабжения (ГВС) в неотопительный период. Стоит отметить, что суммарная нагрузка ГВС, при различных условиях, может превышать 20% и при этом, в современных условиях теплоснабжения, треть тепловой энергии, идущей на нужды ГВС, затрачивается впустую, вынуждая завышать отпуск тепла с источника. В таких условиях покрытие тепловой нагрузки ГВС с помощью ТНУ позволит сберечь колоссальное количество энергетических ресурсов [1-2].

На сегодняшний день решить поставленную задачу возможно с применением классических ТНУ типа «воздух-вода», которые широко представлены на рынке. В ТНУ типа «воздух-вода» источником тепла является атмосферный воздух, тепло которого передается рабочему телу, а затем от рабочего тела передается воде, которая направляется в систему теплоснабжения здания на нужды горячего водоснабжения. Основным недостатком ТНУ типа «воздух-вода» является их невысокая эффективность за счет низкого коэффициента преобразования, который показывает отношение теплопроизводительности к электропотреблению.

Альтернативной воздушным ТНУ являются водяные ТНУ.

Принцип работы ТНУ типа «вода-вода» аналогичен тепловым насосам типа «воздух-вода», за исключением того, что в качестве источника тепла используют воду, которая нагревается за счет низкопотенциального источника тепла. Водяные ТНУ имеют значительно более высокий коэффициент преобразования, чем воздушные, но при этом представленные на рынке проекты внедрения ТНУ типа «вода-вода» имеют общий значительный недостаток – большие капитальные затраты, в частности на установку различных видов теплообменников для сбора низкопотенциальной энергии.

С целью устранения основного недостатка водяных ТНУ разработан способ перехода систем ГВС, в летний период времени, на источник тепла, доступ к которому не требует значительной реконструкции исходной схемы теплоснабжения, и реализуем для любого потребителя имеющего систему отопления.

Источником тепла в данном способе выступает замкнутый контур системы отопления здания, который не функционирует в летний период.

Технологическое решение реализуется следующим образом (рис. 1). В неотопительный период, когда система отопления и ГВС здания переводится на режим ГВС, закрывается запорная арматура 8 и открывается арматура 9, тем самым создавая закрытый контур циркуляции внутри системы отопления здания изолированный от внешних тепловых сетей. В закрытом контуре теплоноситель, при помощи циркуляционного насоса, подается в систему отопления. Проходя отопительные приборы, теплоноситель забирает избыточное тепло помещений, после чего поступает в испаритель ТНУ, где охлаждается, передавая собранное тепло хладагенту, циркулирующему в контуре ТНУ. Тепло, полученное хладагентом, отдается в конденсаторе ТНУ, в который, в качестве нагреваемой среды, подается вода, идущая на ГВС, нагрев осуществляется до температуры не менее 60 °С, после чего вода подается потребителю.

Одновременно с закрытием арматуры 8 производится закрытие арматуры 7 и трехходового клапана, что приводит к остановке циркуляции в подающем и обратном трубопроводах абонентского ввода здания, это полностью исключает тепловые потери от трубопроводов абонентского ввода.

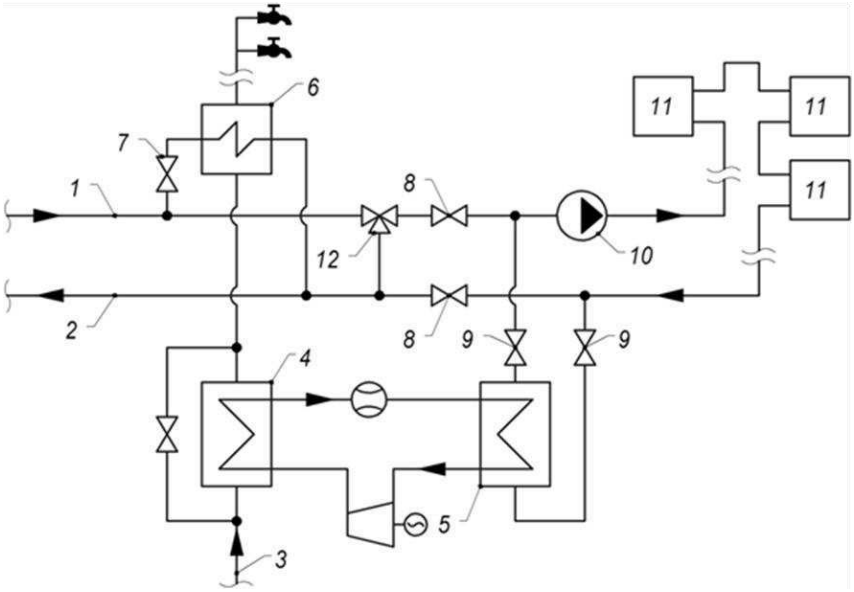


Рис. 1. Система горячего водоснабжения здания: 1 – подающий трубопровод, 2 – обратный трубопровод, 3 – трубопровод воды идущей на горячее водоснабжение, 4 – конденсатор теплонасосной установки, 5 – испаритель теплонасосной установки, 6 – теплообменник горячего водоснабжения, 7, 8, 9 – запорная арматура, 10 – циркуляционный насос, 11 – отопительный прибор, 12 – трехходовой клапан.

Способ позволяет получить высокие значения коэффициента преобразования, которые свойственны водяным ТНУ, при компактности, автономности и минимальных затратах на внедрение, которые свойственны воздушным ТНУ, а также сократить экономические затраты на ГВС до 70%.

Однако стоит отметить, что изложенный выше способ компенсации нагрузки ГВС является сезонным и в отопительный период тепловой насос необходимо переводить в резерв. Данный нюанс также не остается без внимания и предлагается использовать установленный тепловой насос по запатентованной схеме для решения проблем с использованием дежурного отопления [3].

Дежурное отопление, то есть обогрев помещений с переменным тепловым режимом здания в нерабочий период суток или в дни отдыха и праздников при пониженной температуре воздуха (до 5°С в производственных зданиях, 10—12°С — в гражданских) позволяет экономить до 20% затрат на тепловую энергию в течение года, но зачастую его применение сдерживается круглосуточным пребыванием людей в некоторых помещениях здания, к примеру на постах охраны.

Техническим результатом предлагаемой схемы (рис. 2), с использованием теплового насоса, является поддержание допустимой температуры внутри помещений, в которых находятся люди, в часы работы дежурного отопления (контролируемые помещения).

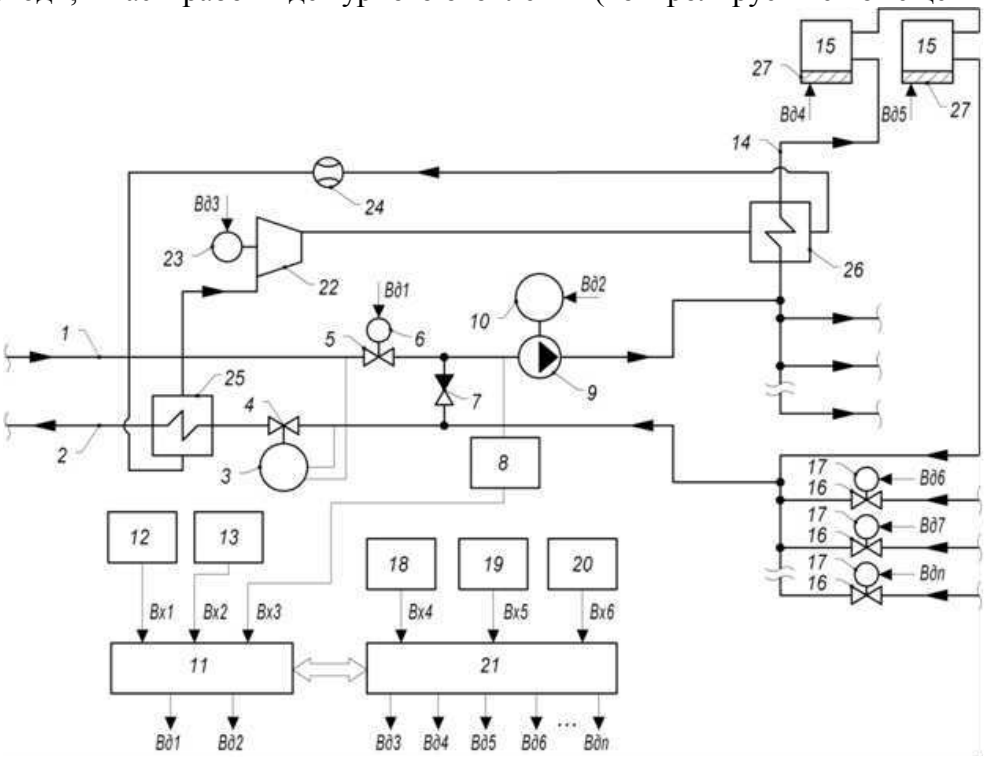


Рис 2. Система автоматического регулирования отопления здания: 1 – подающий трубопровод, 2 – обратный трубопровод, 3 – регулятор давления с регулирующим устройством прямого действия, 4 – клапан, 5 – регулирующий клапан, 6 – исполнительный механизм регулирующего клапана, 7 – обратный клапан, 8 – погружной датчик температуры тепло-носителя, 9 – циркуляционный насос, 10 – электропривод циркуляционного насоса, 11 – локальный контроллер, 12 – датчик температуры наружного воздуха, 13 – датчик температуры внутреннего воздуха, 14 – ответвление подающего трубопровода к контролируемому помещению, 15 – отопительный прибор контролируемого помещения, 16 – дополнительный регулирующий клапан, 17 – исполнительный механизм дополнительного регулирующего клапана, 18 – дополнительные датчики температуры внутреннего воздуха, 19 – дополнительные датчики температуры наружного воздуха, 20 – дополнительный датчик температуры внутреннего воздуха контролируемого помещения, 21 – дополнительный контроллер, 22 – компрессор, 23 – электропривод компрессора, 24 – дроссельный клапан, 25 – испаритель, 26 – конденсатор, 27 – группа вентиляторов.

При переходе к дежурному отоплению система позволит перераспределить тепло при помощи теплового насоса и автоматики от обратного трубопровода тепловой сети к местам пребывания людей, тем самым создавая в контролируемых помещениях комфортные условия. Подробнее ознакомится с полным описанием работы системы возможно в патенте РФ № 2527186 от 27.08.2014.

Такой подход решит проблему с использованием дежурного отопления для большинства административных зданий, и при этом позволит тепловому насосу оставаться в работе на протяжении всего года.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАРТУРЫ:

1. Кобылкин М.В., Батухтин А.Г., Кубряков К.А. Перспективное направление внедрения тепловых насосов // Международный научно-исследовательский журнал. 2014. № 5–1 (24). С.74–75.
2. Батухтин А.Г., Басс М.С., Батухтин С.Г. Методы повышения эффективности функционирования современных систем транспортировки, распределения и

потребления тепловой энергии // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2009. №2. С.199–202.
3. Батухтин А.Г., Кобылкин М.В., Басс М.С. Система автоматического регулирования отопления здания // Патент России № 2527186. 2014. Бюл. №24.

КОМБИНИРОВАННЫЙ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС «УМНОГО» ИСКУССТВЕННОГО И ГЕЛИО-ОСВЕЩЕНИЯ

Р.Р. Шириев, Э.И. Нургалиева, Р.А. Сарварова
ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», Институт электроэнергетики и электроники, кафедра «Светотехника и медико-биологической электроника»

За последние годы проблеме энергосбережения уделяется много внимания. На уровне правительства Российской Федерации, а также уровне местного самоуправления республик приняты соответствующие законодательные акты [1]. На сегодняшний день меры по повышению энергоэффективности осветительных установок на местном уровне зачастую ограничиваются лишь заменой одних электрических источников света на другие, в основном светодиодные, более энергоэффективные [2]. Однако результаты сравнительного анализа спектральных характеристик источников света, опубликованные в периодической литературе, указывают на то, что современное светодиодное освещение пока еще не может быть альтернативой естественного освещения [3].

В быту и на производстве преобладает ручное управление освещением. Автоматическое управление, призванное снизить энергопотребление систем освещения, имеет один или два датчика, и не столь эффективно в дневное время суток [4, 5].

Совместное использование искусственного и естественного освещения, давно ставшее традиционным, как правило, сводится к использованию оконных проемов в качестве источника естественного света совместно с электрическими источниками света, причем независимо от времени суток. Однако существуют альтернативные способы более эффективного использования естественного света в системах освещения[6].

Зарубежные разработчики предлагают использовать в основном оконные проемы, прозрачные крыши и стены, трубчатые световоды, либо специальные гелио-установки в качестве источника естественного света. Применение подобных технических решений, безусловно, оправдано для больших павильонов с высокими потолками, одноэтажных зданий, зданий особой нестандартной конструкции или со специальными шахтами. [7]

Разработки в сфере освещения помещений многоэтажных зданий в условиях плотной застройки «спальных» районов современных мегаполисов требуют других научных и технических подходов.

В качестве альтернативного варианта решения некоторых задач энергосбережения в области светотехники мы предлагаем использовать автоматизированный комплекс «умного» искусственного и гелио-освещения, разработанный на кафедре «Светотехника и медико-биологическая электроника» Казанского государственного энергетического университета. Этот комплекс является экспериментальным и после проведения соответствующих испытаний будет способен создать комфортную световую среду внутри помещения и обеспечить высокий уровень энергоэффективности освещения.

Комплекс состоит из систем «умного» искусственного и гелио-освещенияс автоматизированным управлением. Он включает в себя светодиодные светильники с матричными датчиками, гелиостаты с зеркалами, светотехнический автоматизированный

зеркальный сегментный стенд, солнечные панели, ветрогенераторы, устройство автоматического управления.

На сегодняшний день на базе демонстрационно-образовательного инновационного центра «Энергосбережение и энергоэффективность» ФГБОУ ВПО «КГЭУ» реализована и успешно функционирует автоматическая система искусственного освещения, в рамках проекта названная «Энергоэффективный демонстрационно-лабораторный комплекс интеллектуальных систем искусственного освещения и альтернативной энергетики», в состав которой, в соответствии с рисунком 1, входят группа светодиодных светильников, цифровые видеокамеры, солнечные панели, ветрогенераторы, центральный пульт управления.

Автоматическая система искусственного освещения посредством цифровых видеокамер отслеживает в реальном времени уровень освещенности в помещении и изменяет при необходимости яркость отдельных светильников. Контролируемым параметром при сканирование рабочей поверхности является освещенность поверхности пола. В соответствие с заложенным в машину алгоритмом, система способна принимать решение и подавать управляющие сигналы на соответствующие периферийные устройства, тем самым управляя режимом питания отдельных светильников системы освещения. Текущие изменения световой среды, вызванные перемещением людей и различных объектов в зоне слежения, вызывают соответствующий отклик системы автоматического управления. Информация о текущем состоянии светильников и световой среды поступает на монитор в виде символов и рисунков.

Система освещения способна питаться электричеством от нескольких источников: стандартная сеть электроснабжения, аккумуляторные батареи, солнечные панели (батареи), электроветрогенераторы. Традиционная сеть электроснабжения в данном случае является дополнительной мерой, предназначенной для обеспечения бесперебойности электрического питания осветительной установки.



Рис. 1. Автоматическая система искусственного освещения.

На базе демонстрационно-образовательного инновационного центра «Энергосбережение и энергоэффективность» ФГБОУ ВПО «КГЭУ» при участи смежных организаций создана система гелио-освещения под названием «Демонстрационно-лабораторный комплекс гелио-освещения». Он включает в себя группу гелиостатов и светотехнический автоматизированный зеркальный сегментный стенд «Зеркальная стена», который представляет собой светотехническую установку, предназначенную для перераспределения света внутри помещения. Система гелио-освещения имеет десять гелиостатов, внешний вид которых представлен на рисунке 2, расположенных на крышах соседних зданий. Каждый гелиостат имеет шестнадцать зеркал и два привода.

Светотехническая установка «Зеркальная стена», внешний вид которой представлен на рисунке 3, конструктивно представляет собой систему подвижных зеркал, закрепленных шарнирно на единой раме. Управление дистанционное. Движение осуществляется автоматически в соответствие с заданной программой. Монитор контроля и управления находится в главном зале центра «Энергосбережение и энергоэффективность». Гелиостаты питаются электричеством от солнечных панелей или аккумуляторных батарей.

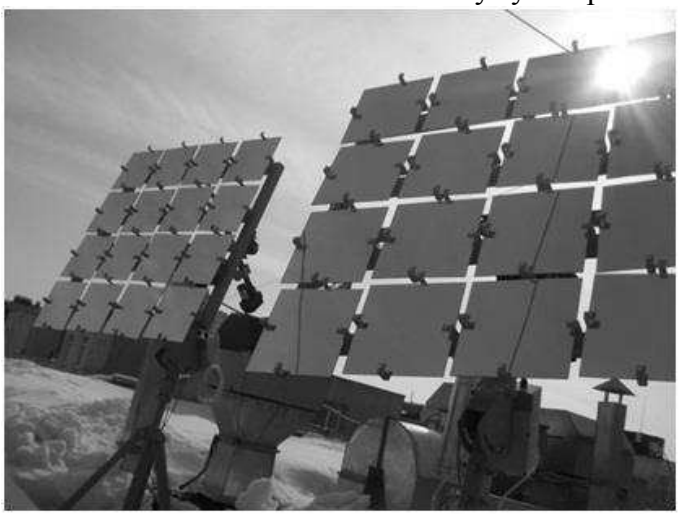


Рис. 2. Гелиостаты на крыше одного из учебных корпусов КГЭУ

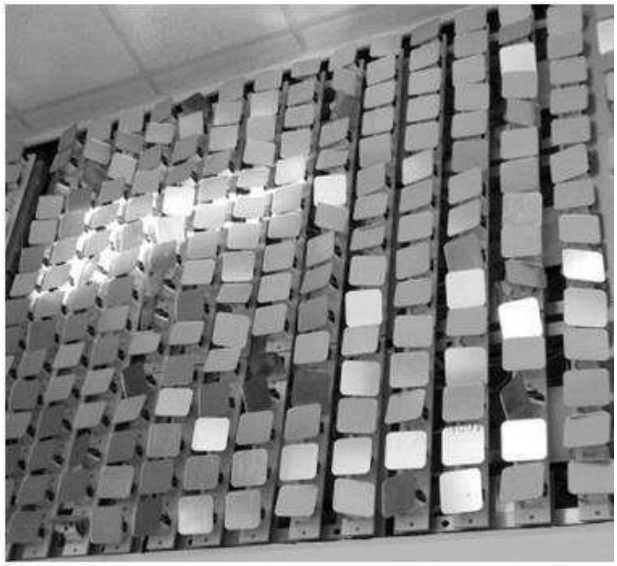


Рис. 3.Светотехнический автоматизированный зеркальный сегментный стенд «Зеркальная стена»

После активации системы управления гелиостаты самостоятельно (автоматически), либо с помощью дистанционного управления прицеливаются в окно. Далее гелиостат в автоматическом режиме посылает солнечные лучи постоянно в одном направлении внутрь помещения, несмотря на движение солнца по небосводу. Световой поток с улицы попадает на зеркальную стену, которая перераспределяет отраженный солнечный свет внутри помещения, создавая уникальную световую среду. Угол поворота зеркал задает оператор с помощью электронной вычислительной машины. Текущее состояние системы отслеживается по монитору. Поворот зеркал на заданный угол может осуществляться автоматически в соответствие с заранее составленным и заложенным в машину сценарием.

Системы «умного» искусственного и гелио-освещения способны работать самостоятельно и совместно посредством общего автоматического управления, функционально дополняя друг друга. Совместное применение двух систем освещения в едином комплексе, информацию о расположении агрегатов которого можно почерпнуть из рисунка 4, позволит значительно повысить уровень энергоэффективности.

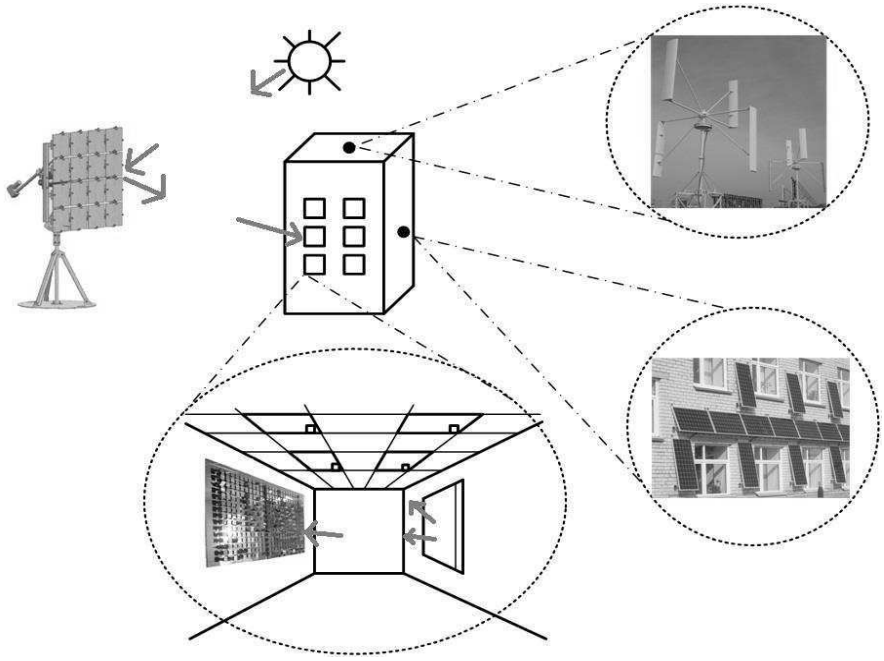


Рис. 4. Схема расположения агрегатов автоматизированного комплекса «умного» искусственного и гелио-освещения

В соответствие с проектом в составе автоматизированного комплекса система «умного» искусственного освещения будет работать по принципу «нейросистемы». В каждый светодиодный светильник будет встроен матричный датчик, который будет выполнять несколько функций, например, реагировать на присутствие, движение, измерять освещенность. Каждый светильник будет «общаться» с другими светильниками, входящими в систему, и передавать информацию на центральный пульт управления. Управление и контроль параметров будет осуществляться автоматически в соответствие с заложенной ранее программой, либо оператором через панель центрального пульта управления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комбинирование систем «умного» искусственного и гелио-освещения поможет создать комплекс с уникальными технико-экономическими показателями. Широкомасштабное внедрение подобных комплексов позволит повысить энергоэффективность существующих электрохозяйств промышленных предприятий и жилищных коммунальных компаний.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Федеральный закон Российской Федерации от 23.11.2009 г. N 261-ФЗ (ред. от 28.12.2013) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Российская газета. 1996. 27ноября.
2. Долин Е. НП ПСС – «партия» ответственных предприятий. Часть 2 // Современная светотехника. 2013. № 5. С. 27-33.
3. Зак П.П., Островский М.А Потенциальная опасность освещениясветодиодами для глаз детей и подростков // Светотехника. 2012. № 3. С. 4-6.
4. Ульянов Р. С.,Завьялов В. А.Концепция системы освещения помещений с автоматическим управлением на базе светодиодов // Молодой ученый. 2013. №3. С. 108-111.
5. Гладштейн М. Интеллектуальные системы автоматического управления электрическим освещением // Электронные компоненты. 2009. № 3. С. 15-21.
6. Нойферт Э. Строительное проектирование. М.:Строиздат, 1991. 392 с.
7. Шилкин Н.В. Системы естественного освещения // Здания высоких технологий. Осень 2013. С. 74-83.URL:http://zvt.abok.ru/ru/subscription/ (дата обращения: 28.09.2014).

ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Д.А. Козюков
Кубанский государственный аграрный университет, факультет энергетики, кафедра электротехники, теплотехники и ВИЭ

Россия, безусловно, лучше, чем любая другая страна в мире, в целом обеспечена собственными запасами традиционных топливно-энергетических ресурсов. Однако, на разведку и освоение новых месторождений нефти и газа требуются все возрастающие затраты, и уже сегодня необходимы стратегические разработки по разумному использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Важно отметить, что большая часть регионов страны (более 50%), в том числе некоторые районы Краснодарского края, энергодефицитны, нуждаются в завозе топлива и поставке энергии. Участившиеся природные катаклизмы показали, что в районах централизованного энергоснабжения назрела необходимость развития малой распределенной генерации, решающей проблему повышения надежности энергоснабжения потребителей в небольших населенных пунктах, электроснабжение которых сегодня осуществляется через ЛЭП, а теплоснабжение с помощью местных котельных. Сложившаяся в стране энергетическая ситуация далека от оптимальной и требуется реализация комплекса мер по повышению энергетической безопасности и снижению издержек на энергоснабжение. Значительную положительную роль в решении накопившихся проблем могут и должны сыграть ВИЭ [1].

Сети централизованного электроснабжения переживают сложные времена. При этом рост тарифов приводит к оттоку от сетей крупных потребителей, готовых вводить собственные генерируемые мощности, что подтверждается технико-экономическими расчетами. Также малую энергетику постепенно осваивают некоторые населенные пункты и города. Из-за роста цен на электроэнергию в наибольшей степени страдают мелкий и средний бизнес, а также бытовые потребители.

Опасения вызывает растущий дефицит генерирующих сетевых мощностей на фоне высокого износа оборудования и ограниченности инвестиций, необходимых для своевременной реконструкции существующих объектов. Становится более острым вопрос обеспечения энергией районов, удаленных от развитой сетевой инфраструктуры (Крайний Север, Дальний Восток, Сибирь). Централизация энергоснабжения этих территорий представляется затруднительной даже в отдаленной перспективе. На фоне этих проблем разумной перспективой видится, наряду с использованием централизованной, развитие малой распределенной энергетики, предполагающее создание электростанций относительно небольшой мощности в непосредственной близости от конечных потребителей [2].

Распределенное производство электроэнергии является перспективным направлением развития глобальной энергетики, которое активно разрабатывается и привлекает все большее внимание научной общественности и бизнеса, поскольку это один из важнейших факторов повышения энергетической безопасности таких стран, как Россия. Децентрализация энергоснабжения является жизненной необходимостью для населения и мощным стимулом для вовлечения этих территорий в хозяйственную деятельность. Автономное энергоснабжение – это та ниша, где использование ВИЭ и, в частности, энергии Солнца, уже сегодня экономически оправдано [3].

ВИЭСХ совместно с Каунасским технологическим университетом (Литва) развивает концепцию микросетей [4–6]. Микросеть (microgrid) рассматривается как система взаимосвязанных и объединенных сетью объектов, генерирующих электроэнергию в сеть и

потребляющих энергию из сети. Локальная микросеть – интегрированная энергосистема небольшой мощности с распределенными генераторами и потребителями энергии. В микросети можно реализовать широкую интеграцию локальных ВИЭ, в первую очередь, солнечных фотоэлектрических станций (СФЭС) [7]. Такие энергосистемы, как правило, располагаются на небольшой площади. Наиболее перспективной для построения микросетей является сельская местность, где практически не ограничен доступ к первичным ВИЭ. На рисунке 1 представлена возможная структура построения локальной микросети в сельской местности.

Предлагаются различные варианты построения (компоновки) микросетей, причем они могут работать как в автономном режиме, так и параллельно с централизованной электросетью. Для надежного функционирования таких распределенных микросетей необходимо решить ряд важных технических задач. В первую очередь это вопросы оптимального управления микросетью с поддержанием стандартных и стабильных параметров электроэнергии (напряжение, частота), с учетом наличия источников нестабильной мощности (солнечные и ветроэлектростанции). Должны выполняться условия баланса мощностей, для чего могут быть применены динамические резервные мощности и эффективные накопители электроэнергии. Подразумевается, что потребители также могут участвовать в процессе балансирования мощностей путем регулирования своих нагрузок, генерируя, накапливая и отдавая электроэнергию в микросеть.

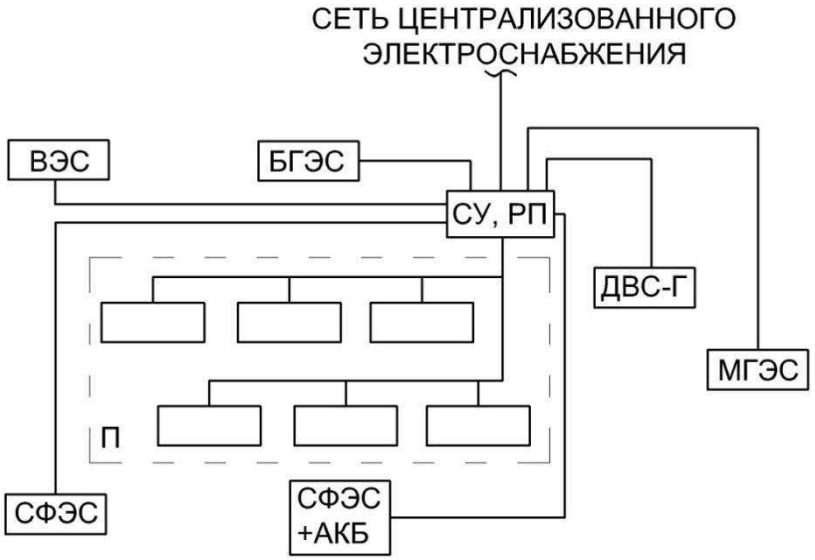


Рис.1. Возможная структура построения микросети (microgrid): ДВС-Г – двигатель внутреннего сгорания – генератор; МГЭС – малая гидроэлектростанция; БГЭС – биогазовая электростанция; СФЭС – солнечная фотоэлектрическая станция; АКБ – аккумуляторные батареи; ВЭС – ветряная электростанция; СУ, РП – система управления и распределительный пункт; П – потребители электроэнергии

Микросети, связанные с централизованной сетью, проектируются и реализуются таким образом, чтобы не оказывать значительного влияния на режимы работы энергосистемы: основная часть электроэнергии должна производиться и потребляться в пределах микросети.

Планирование развития и реализация положительных свойств малой энергетики не представляются возможными без проведения исследований влияния малых электростанций на режимные свойства энергосистемы и решения вопросов обеспечения управляемости изменившейся энергосистемой в нормальных и аварийных режимах. Агрегаты малых электростанций обладают рядом особенностей, отличающихся от источников крупных электростанций и оказывающих влияние на их поведение в статических и динамических режимах: стохастический характер выработки электроэнергии, более широкое применение схем включения через инверторы [2].

Система управления (СУ) выполняет основные функции [6]:

– в автономном режиме поддерживает баланс мощностей в микросети;

– коммутирует генераторы и накопители энергии;

– управляет мощностью регулируемых источников энергии;

– поддерживает стабильность напряжения в микросети;

– поддерживает частоту напряжения микросети;

– обеспечивает сбор информации, необходимой потребителям для «умного» управления нагрузками.

Решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 1 апреля 2011 г. №2 [8] утверждена технологическая платформа (ТП) «Малая распределенная энергетика». Координатором ТП является Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Со-координаторы: ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», НП «Торфяное и биоэнергетическое общество». Стратегической программой исследований и разработок обозначено направление: «Исследование ВИЭ в комплексных локальных энергетических системах, комбинирующих генерацию на основе топлива с использованием энергии солнца, ветра, малых рек и др.».

Согласно [9] в области распределенной генерации на базе ВИЭ решающее значение приобретают технологии аккумулирования электроэнергии большой емкости и мощности с невысокой стоимостью. В мировой практике применяются следующие технологии накопления и регенерирования электроэнергии [6]: батареи (свинцово-кислотные, литий-ионные, никель-кадмиевые, никель-металл-гибридные, серно-натриевые, поточные), суперконденсаторы, гидроаккумуляционные электростанции, накопители энергии (на маховиках, на сжатом воздухе, сверхпроводящие индуктивные, а также водородные накопители). Выбор накопителей (если это необходимо) определяется с учетом суточных, недельных и годовых графиков нагрузки потребителей; также анализируются рабочие характеристики и экономические показатели разных накопителей энергии.

Распределенная генерация на основе ВИЭ логично вписывается в проблему энергосбережения и повышения энергоэффективности: большая часть энергии потребляется в месте ее производства, что исключает потери энергии при ее транспортировке. Непостоянство производства энергии во времени является серьезной проблемой отрасли ВИЭ, что неблагоприятно сказывается на цене и сроках окупаемости таких проектов. ВИЭ скорее удачно дополняет традиционную энергетику, позволяя достаточно гибко реагировать на изменения спроса. Базовая выработка электроэнергии даже в наиболее развитых с точки зрения развития ВИЭ странах (Германия, Китай, Италия, США, Япония) все равно основана на топливной генерации. Такое положение в ближайшие годы не изменится, поскольку пока не разработаны и не апробированы технологии накопления и распределения больших объемов энергии и сеть небольших электростанций на основе ВИЭ пока еще не развита повсеместно. Малая энергетика эффективна в случае комбинации нескольких ее видов или в случае комбинации с традиционной энергетикой и использования интеллектуальных сетей (smartgrid) [10].

Энергоустановки наВИЭ в сфере автономного энергоснабжения и малой распределенной энергетики уже сегодня в ряде случаев оказываются конкурентоспособными и могут обеспечить положительный экономический, социальный и экологический эффекты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение в практику микросетей на основе ВИЭ во многих случаях представляется целесообразным и перспективным, поскольку они имеют ряд преимуществ по сравнению с классическими способами обеспечения электроэнергией потребителей, особенно в децентрализованных районах страны. Снижаются эксплуатационные расходы, связанные с приобретением первичных энергоресурсов, снижается уровень загрязненности окружающей среды. По сравнению с крупными централизованными сетями, в микросети существенно легче обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей. Эффективность работы малых распределенных сетей напрямую зависит от выбранного генерирующего

оборудования, накопителей энергии (в случае необходимости) и отлаженных алгоритмов системы управления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Фортов В.Е., Попель О.С. Возобновляемые источники энергии в мире и в России // Материалы Первого Международного форума «Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности REENFOR-2013». 22-23 октября 2013 г. / Под ред. д.т.н. О.С. Попеля – Москва: ОИВТ РАН. 2013. С. 12-22.
2. Г. Нудельман, О. Онисова. Релейная защита и автоматика в условиях развития малой распределенной энергетики // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2014. №4 (25). С. 106-114.
3. Поулек В., Либра М., Стребков Д.С., Харченко В.В. Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии. Теория и практика использования солнечной энергии. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2013. С. 210-214.
4. Харченко В.В., Адомавичюс В.Б., Сычев А.О., Гусаров В.А. Микросеть на основе ВИЭ для энергоснабжения сельских территорий (ГНУ ВИЭСХ) // Отраслевая конференция «Энергосбережение и энергоэффективность. ВИЭ» (16-17 октября 2012, Краснодар). Сборник докладов, ч.1. С. 65.
5. В.В. Харченко, В.Б. Адомавичюс, В.А. Гусаров. Микросеть на основе ВИЭ как инструмент концепции распределенной энергетики // Альтернативная энергетика и экология. 2013. №2 (119). С. 80-85.
6. Kharchenko V., Adomavicius V., Gusarov., Strebkov D. Res-based microgrid for power supply in rural territories // INTERNATIONAL CONFERENCE “ENERGY OF MOLDOVA – 2012. REGIONAL ASPECTS OF DEVELOPMENT” (October 4-6, 2012). - Chisinau, Republic of Moldova. – pp. 562-567.
7. Цыганков Б.К., Козюков Д.А.Электроснабжение предприятий АПК с внедрением сетевой фотоэлектрической системы // Проблемы механизации и электрификации сельского хозяйства: матер. I Всерос. науч.-практ. интернет-конф., 6 декабря 2013 г. – Краснодар: Кубанский ГАУ, 2014. С.242-246.
8. Протокол заседания Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 1 апреля 2011 г. №2, В. Путин. Москва, Минэкономразвития России. – 17 с.
9. Долгосрочные приоритеты прикладной науки в России / Под ред. Л.М. Гохберга. – Москва: Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2013. С. 103.
10. Черница С. Новая энергетика набирает ход // Рынок электротехники, журнал-справочник. 2012. №3(27). С. 95-97.

Научный руководитель: Б.К. Цыганков, к.т.н., профессор кафедры электротехники, теплотехники и возобновляемых источников энергии КубГАУ.

ОСОБЕННОСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

А.В. Романов, Т.А. Филиппова
Новосибирский Государственный Технический Университет, факультет энергетики,
кафедра производственного менеджмента и экономики энергетики

В современном мире гидроэнергетика играет очень важную роль. Уникальность гидроэнергетики заключается в том, что она позволяет получать энергию постоянно, в различных частях нашей планеты, не загрязняя окружающую среду. В России эксплуатируются гидроэлектростанции (ГЭС) различных мощностей, в том числе и уникальные ГЭС, с установленной мощностью более 1 ГВт [1]. При этом существуют все условия для дальнейшего развития гидроэнергетики. Однако применение классических методов для проектирования новых гидроэлектростанций уже не является эффективным. Современные технологии позволяют частично автоматизировать проектирование даже таких сложных и комплексных объектов как ГЭС, что ускоряет процесс подготовки необходимой документации, экономит время и деньги.

Развитие энергетики и гидроэнергетики в частности связано с многостадийным процессом проектирования новых энергетических объектов. Проектирование гидроэлектростанций, как правило, состоит из одной предпроектной и нескольких проектных стадий. На предпроектной стадии определяются схемы использования водных ресурсов реки, а на последующих проектных (их обычно несколько) решаются конкретные вопросы относительно конструкции гидротехнических сооружений, установленной мощности, определяются параметры энергетического и электротехнического оборудования, составляются планы строительно-монтажных работ и др.

Проектирование каждой гидроэлектростанции - это уникальный процесс, так как он зависит от множества различных факторов. Нужно учитывать буквально всё: среднегодовой и среднемесячный сток реки для множества лет наблюдения, рельеф местности, судоходство на реке, миграцию рыб, расположение ближайших населенных пунктов и их потребность в водных ресурсах, рельеф местности, расположение и параметры ближайших подстанций, параметры энергосистемы. При этом решаются различные технические и организационные вопросы, а также определяются основные параметры будущей гидроэлектростанции [2]. Многообразие исходных данных исключает возможность применения типовых универсальных решений, справедливых для любых условий. Оптимизация решения возможна лишь при учете всего комплекса влияющих на главную схему факторов, что может быть реализовано только при использовании новейших методов автоматизированного проектирования.

К проектированию электрической части гидроэлектростанций необходимо подходить тщательно, с особым вниманием, так как принятые решения будут в значительной степени отражаться на работе всей энергосистемы в целом. Главная электрическая схема каждой станции входит составной частью в электрическую схему энергосистемы и во многом влияет на условия работы последней: ее устойчивость, надежность, токи короткого замыкания. Наличие как крупных, так и малых гидроэлектростанций повышает надежность снабжения электроэнергией потребителей всей энергосистемы. Это связано с высокой маневренностью гидроэлектростанций, а также с тем, что на ГЭС имеется запас воды в водохранилище, которая может использоваться в любое время. Кроме того, высокая маневренность гидроэлектростанций позволяет покрывать суточные пиковые нагрузки за счет относительной недорогой энергии водных ресурсов, что оказывает благоприятный экономический эффект в соответствующем регионе [3].

Анализ литературы показывает, что для ГЭС нет типовых разработок, следовательно, необходимо учитывать многочисленные факторы неопределенности. Однако были выделены следующие моменты, которые учитывались при разработке автоматизированного решения:

1. Особая роль гидроэлектростанций в энергосистеме предъявляет ряд особых требований к проектированию электрической схемы станции. ГЭС играют важную роль в снабжении энергией потребителей и обеспечивают питание в самые сложные моменты,

например при пиковых нагрузках или при аварийных отключениях. Возникает необходимость в обеспечении высокой надежности эксплуатации ГЭС. Это отражается на выборе схем распределительных устройств (РУ) и противоаварийной автоматики.

2. Необходимо учитывать, что из-за постоянно изменяющейся генерации электроэнергии на гидроэлектростанциях требуется производить частые переключения (в 5-10 раз больше переключений по сравнению с тепловыми электростанциями). В свою очередь, переключения являются основной причиной для аварий, следовательно, необходимо уделить этому особое внимание при проектировании.

3. Удаленность от потребителей. Местоположение ГЭС и ГАЭС обычно выбирается по условиям наиболее выгодного использования водотока, т.е. вдали от центров потребления электрической энергии, и поэтому, как правило, практически вся вырабатываемая ею мощность выдается в систему. При таких условиях необходимо наличие на электростанции как минимум одного распределительного устройства высокого напряжения (220 кВ или выше). Также от удаленности потребителей зависят и параметры воздушных линий электропередач.

4. Высокая маневренность ГЭС позволяет значительно изменять выработку электроэнергии за короткий промежуток времени, что в свою очередь позволяет поддерживать частоту энергосистемы в необходимых приделах при резко неравномерной нагрузке. Это обуславливает размещение на гидроэлектростанции большого количества системной автоматики, устройств ГРАМ и ГРРМ.

5. Стоит учитывать, что местоположение ГЭС и ГАЭС обычно выбирается по условиям наивыгодного использования водотока вдали от центров потребления электрической энергии, и поэтому, как правило, станция не имеет собственного района нагрузки, а вся вырабатываемая ею мощность выдается в систему. Также, при правильно спроектированной ГЭС практически никогда не возникает вопроса об увеличении ее установленной мощности и связанном с ним изменении главной схемы электрических соединений. Эти две особенности, а также требование максимального упрощения главной схемы привели к применению на ГЭС наиболее простых и надежных блочных схем.

6. Если в непосредственной близости от ГЭС все-таки имеются крупные потребители электрической энергии, то наличие шин генераторного напряжения для их электроснабжения может быть оправдано (и то не всегда) только для станций мощностью до 50 МВт. На станциях большей мощности всегда, и технически, и экономически, более целесообразно осуществлять питание таких потребителей по глубоким вводам повышенного напряжения, а не от тяжелых РУ генераторного напряжения.

7. Стремление упростить и технологическую, и электрическую схемы ГЭС привело к установке на современных крупных станциях гидрогенераторов предельных мощностей (по условиям их изготовления и доставки на площадку строительства). Число повышенных напряжений для связи станции с системой ограничивают по этой же причине одним, максимум двумя, а число отходящих линий стремятся свести к минимуму, для чего их пропускная способность должна быть максимальной при выбранных повышенных напряжениях. В результате, главные схемы электрических соединений ГЭС на шинах повышенного напряжения содержат минимум присоединений, что и делает возможным применение на этом напряжении схем с одной несекционированной системой шин, многоугольников или (при сравнительно небольшом удалении ГЭС от мощных узловых подстанций системы) «чистых» блоков Г—Т—Л с присоединением их к шинам этих подстанций. Так же удобны в эксплуатации для этих станций схемы мостика и треугольника [4].

8. Число присоединений может быть дополнительно уменьшено спариванием блоков и применением трансформаторов с расщепленными обмотками. Такие схемы не только повышают надежность станции, но и являются более экономичными, так как стоимость трансформатора с расщепленными обмотками в 1,5—1,7 раза меньше стоимости двух двухобмоточных трансформаторов.

Все эти факторы имеют большой уровень неопределенности. Пи этом возможно множество альтернатив. На сегодняшний день существуют и активно развиваются компьютерные технологии, помогающие ученым и инженерам в построении и изучении математических моделей, такие как система компьютерной алгебры из класса систем автоматизированного проектирования MathCAD и двух- и трёхмерная система автоматизированного проектирования и черчения AutoCAD. Кроме того существует ряд узконаправленных программ для построения и изучения математических моделей в той или иной специализированной области. Изучение математических моделей с применением данных программных решений можно рассматривать как проведение вычислительного эксперимента посредством автоматизированных вычислений.

Современные информационные технологии за последние годы сделали существенный скачек в своем развитии. Объемы хранимой, обрабатываемой и передаваемой информации выросли на несколько порядков, а также появились удобные инструменты, позволяющие очень быстро выполнять расчеты практически любой сложности и представлять результаты расчетов, как в текстовом виде, так и в графическом. При всем при этом, в большинстве проектных организаций, в том числе занимающихся проектированием энергетических и гидроэнергетических объектов, основная часть необходимых расчетов и графических построений, которые могут быть автоматизированы, выполняются вручную. Таким образом, можно предположить, что дальнейшее развитие подхода к проектированию ГЭС в целом и их электрической части в частности будет связано с развитием математических моделей и программного обеспечения, а также с более широкой автоматизацией процесса посредством современных технологий.

На начальном этапе была разработана математическая модель главной электрической схемы ГЭС, включающая следующие связи:

1. Определение среднегодовой выработки электроэнергии и мощности ГЭС.
2. Определение параметров необходимых для выбора основного оборудования станции: гидрогенераторов, блочных трансформаторов, автотрансформаторов и т.д.
3. Выбор количества распределительных устройств и схемы их организации.
4. Определение параметров необходимых для выбора вспомогательного и измерительного оборудования: выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т.д.

Затем, на основе математической модели, был разработан первый вариант автоматизированного решения, включающий в себя расчет и анализ режимов эксплуатации всех основных блоков главной электрической схемы гидроэлектростанций. В наших работах алгоритм расчетов имеет имитационный характер. Возможные условия намечаются проектировщиком и, в интерактивном режиме, ведется расчет альтернативных вариантов главной электрической схемы. В наших разработках реализована также и часть по автоматизированному созданию схемы и записи ее во внешнем файле в формате AutoCAD для дальнейшей работы со схемой и использования ее как части проектной документации.

Компьютерные технологии – это культура современных расчетов. Для ГЭС необходимо при проектировании идти от гидроэнергетических ресурсов, а не от нагрузки потребителей. При этом появляются блоки: гидроэнергетические возможности, нагрузка и ее прогноз, схема ГЭС, схема электрической части, связи с системой. Это частично уже нами получено и отражено в публикациях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Гидроэнергетика: Учебное пособие для вузов по направлению подготовки 140200 - "Электроэнергетика" / Филиппова Т.А., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. – Новосибирск: НГТУ, 2011. – 640с., ил.
2. Гидроэлектрические станции: Учебник для студентов высших учебных заведений / Н.Н. Аршеневский, Ф.Ф. Губин, М.Ф. Губин и др.: Под. ред. Ф.Ф. Губина и Г.И. Кривченко. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980 г. – 368с., ил.

3. Ильиных И.И. Гидроэлектростанции: учебник для техникумов. – М.: Энергоиздат, 1982 г. – 192с., ил.
4. Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов / Ю.б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985 г. – 312 с., ил.

Научный руководитель: Т.А. Филиппова, д.т.н., профессор.

ФАЗОВАЯ ФОРСИРОВКА АСИНХРОНИЗИРОВАННОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА, УСТАНОВЛЕННОГО В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

П.В.Чусовитин [1], О.Ю.Малоземова [2], М.В.Леваш [2]
1. ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», УралЭНИН, кафедра «Автоматизированные электрические системы»
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ, Служба электрических режимов

В настоящее время происходит активное развитие объектов малой генерации. Внедрение данных объектов порождает множество вопросов, которые предстоит решить энергетическому сообществу.

В Европе малая генерация в большей степени представлена возобновляемыми источниками, как солнечные и ветряные электростанции, основная проблема которых заключается в нестабильности первичного источника. Если солнечная электростанция генерирует электроэнергию посредством фотоэлементов и преобразует частоту с помощью полупроводниковых преобразователей, то для ветряных электростанций необходимо решить вопрос непостоянности механического момента. В качестве решения данной проблемы широко рассматривается вопрос применения асинхронизированных синхронных генераторов (АСГ) [1].

В России вопрос стоит несколько иначе. Малая генерация в основном представлена установками на органическом топливе. Вопрос переменности вращающего момента, а значит, регулирования частоты вращения, в нормальном эксплуатационном режиме отсутствует. Одна из проблем эксплуатации таких установок малой генерации заключается в недостаточной устойчивости используемых в них генераторов, связанная с их небольшой инерцией [2].

В качестве решения данной проблемы также предлагается использовать АСГ, но иного типа. В отличие от обычных синхронных генераторов (СГ) АСГ обладают большей устойчивостью к динамическим возмущениям. В данный момент в Европе применяются АСГ с тиристорными преобразователями частоты. Однако данное решение является дорогостоящим.

В России АСГ начали использовать еще в 80-90е годы прошлого столетия, но это было вызвано не необходимостью повышения устойчивости, а желанием ликвидировать повышенные уровни напряжения в сети, возникшие в те годы в связи с закрытием промышленных предприятий. Поэтому частично начали использовать упрощённую конструкцию АСГ, которую и предлагается использовать для улучшения динамических характеристик синхронных генераторов малой мощности.

Для турбогенераторов не требуется регулировать частоту вращения в таком широком диапазоне и так многократно, как для ветрогенераторов, поэтому предлагается использовать АСГ, позволяющие поворачивать поле ротора на 90^{o} без возможности вращать его с какой-либо частотой. Данные машины лишь на 20-30% дороже обычных СГ [3]. При таком

незначительном удорожании в стоимости данный генератор может сохранять устойчивость в более широком диапазоне возмущений.

На рисунке 1 показана схема энергосистемы. Пунктиром показана область, короткое замыкание (КЗ) в которой вызывает нарушение устойчивости у СГ, а сплошной линией показана область, КЗ в которой опасно для АСГ. Как видно, область АСГ значительно меньше.

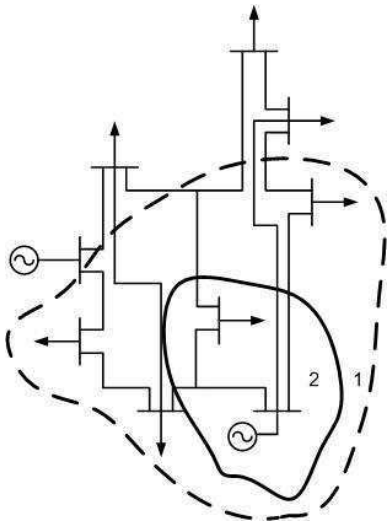


Рис.1. Области потери устойчивости при коротких замыканиях: 1- СГ, 2- АСГ

Рассматриваемый АСГ имеет две роторные обмотки, сдвинутые на 90^0, питающиеся постоянным током. ЭДС можно поворачивать на угол до 90^0 за счет изменения соотношения токов в роторных обмотках. Возможность поворачивать ЭДС позволяет увеличить площадку торможения и, тем самым, повысить устойчивость генератора [3].

Для создания экспериментальной модели АСГ использовался ПК “MatLab”. Блочная схема модели показана на рисунке 2. АРВ производит форсировку возбуждения по осям q и d. ЭДС, пропорциональная вынужденной составляющей тока обмотки возбуждения (Eqe, Ede), вместе с токами из сети поступают на блок, рассчитывающий переходный процесс в обмотке возбуждения (переходные ЭДС статора). Затем, по полученным значениям осуществляется расчет переходного процесса в демпферных контурах, результатом расчета являются сверхпереходные ЭДС генератора, которые после преобразования координат поступают в сеть для расчета режима. Из расчета режима сети поступает электромагнитная мощность генератора, а с блока турбины с АРС берется мощность турбины. По этим данным с помощью уравнения движения производится расчет скорости вращения и угла генератора. Угол поступает на блоки преобразования координат, а по скорости рассчитывается управляющее воздействие АРС. Цикл расчета замкнутый, напряжения поступают для расчета управляющего воздействия АРВ, а токи – для расчета переходных процессов в роторных контурах.

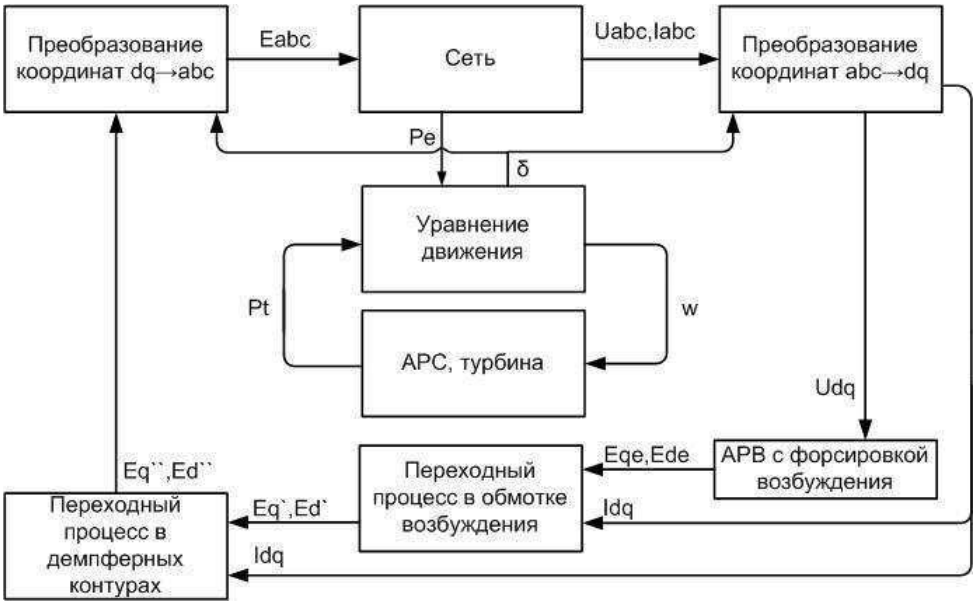


Рис.2. Блочная схема модели АСГ

Данная модель генератора была подвергнута эксперименту. В схему вводилось возмущение – короткое замыкание с последующим отключением линии. Сразу после возникновения короткого замыкания производилась форсировка возбуждения (в течение двух секунд), кроме того, в результате регулирования составляющей ЭДС по оси d, изменялась фаза ЭДС. После отключения форсировки модуль вектора ЭДС снижался до первоначального значения, а фаза сохранялась на значении соответствующем фазе при форсировке. Далее для нахождения предельного времени продолжительности КЗ последовательно увеличивалось время КЗ. На рисунке 3 представлены результаты эксперимента для трехкратной и четырехкратной форсировки. Как видно из рисунка, при четырехкратной фазовой форсировке удается увеличить предельную продолжительность короткого замыкания на 0,14 с по сравнению с обычной форсировкой. Когда фаза ЭДС превышает 50°, начинается колебательное нарушение устойчивости, что требует дополнительного исследования.

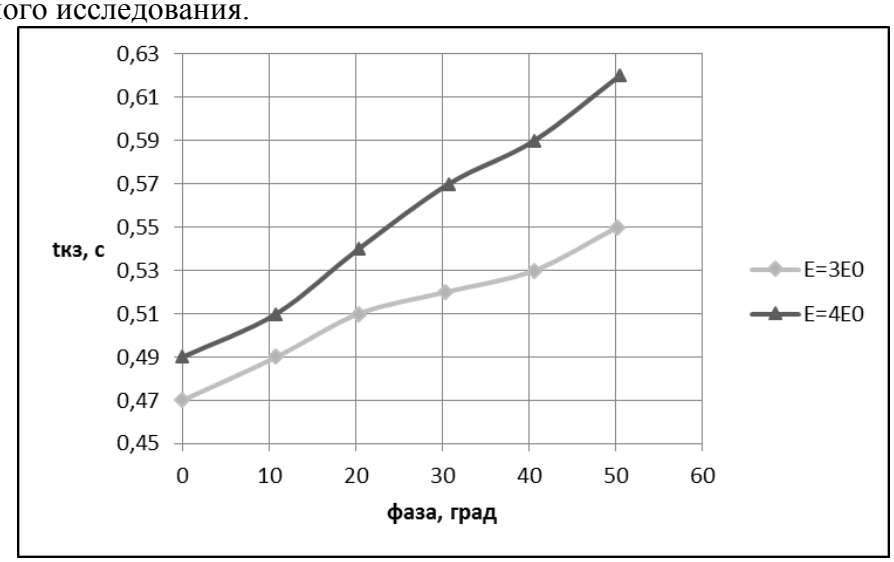


Рис.3. Зависимость времени короткого замыкания от фазы ЭДС

На рисунке 4 представлен график зависимости угла от времени для режима КЗ с форсировкой возбуждения по оси q (изменение ЭДС, пропорциональной вынужденной составляющей тока ОВ, по модулю) и с форсировкой возбуждения по обеим осям – q и d (изменение ЭДС по модулю и по фазе). Время КЗ – предельное для случая форсировки по одной оси. Как видно из рисунка, при изменении ЭДС по модулю и по фазе колебания угла

имеют меньшую амплитуду, в отличие от случая изменения ЭДС только по модулю. Также видно, что угол устанавливается в другое значение, хотя выдаваемая мощность та же.

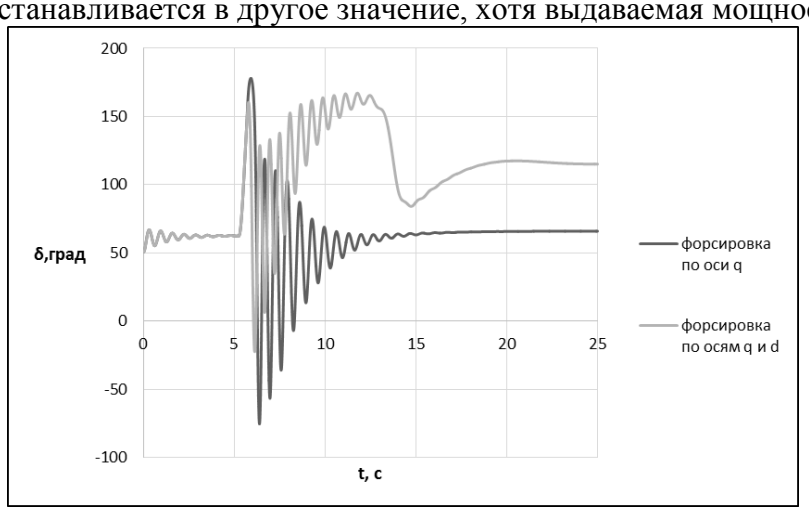


Рис.4. Изменение угла генератора во времени

На рисунке 5 показан график изменения скорости во времени. Из данного рисунка видно, что колебания скорости также при форсировке возбуждения по двум осям меньше, чем при форсировке только по одной оси.

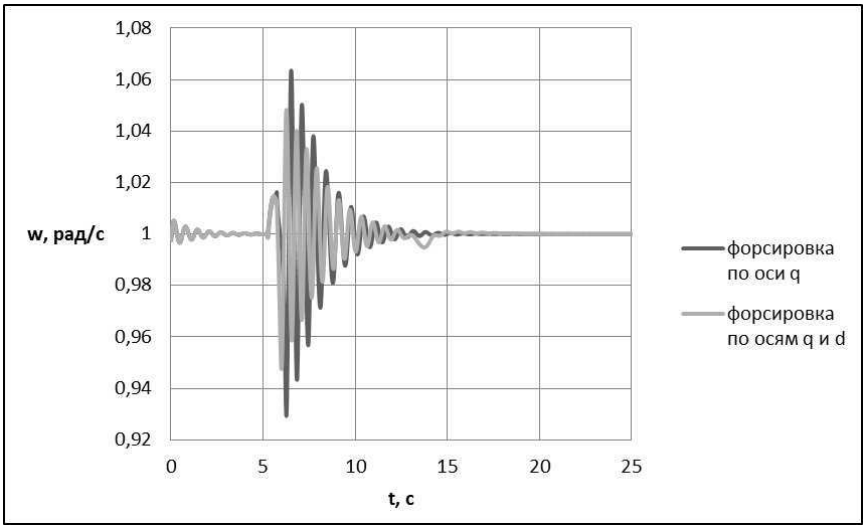


Рис.5. Изменение скорости генератора во времени

Таким образом, проведенный вычислительный эксперимент показал, что смещение характеристики за счет форсировки возбуждения по оси d позволяет снизить амплитуду колебаний в переходном процессе, а также увеличить предельное время отключения КЗ. Из этого следует, что АСГ более устойчивы к возмущениям, чем обычные СГ, а, следовательно, их применение поможет снизить вероятность нарушение устойчивости объектов малой генерации.

В перспективе планируется разработка адаптивного алгоритма выбора соотношения токов обмоток ротора для оптимального изменения фазы ЭДС и повышения динамический устойчивости АСГ.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1. Hofmann W., Okafor F. Doubly-Fed Full-Controlled Induction Wind Generator for Optimal Power Utilisation// Proceedings of the PEDS’01. 2001.
2. ДанилевичЯ.Б., БогуславскийИ.З. АсинхронизированныесинхронныегенераторыдляветроэлектростанцийималыхГЭС/ / International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. 2004. #7. С. 19-21.

3. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.:ТОРУС ПРЕСС, 2011. 312 с.

Научный руководитель: П.В. Чусовитин, к.т.н., доцент кафедры автоматизированные электрические системы УралЭНИН УрФУ.

АВТОНОМНАЯ РАБОТА ВЕТРО – ДИЗЕЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТЬЮ 50 КВТ (ВДАЭК – 50) НА О. РЕЙНЕКЕ.

О.С. Удовик, А.В. Лесных
Дальневосточный федеральный университет, инженерная школа, кафедра теплоэнергетики и теплотехники

Особенностью энергетики Российской Федерации является высокая централизация, но в Приморском крае и ряде других субъектов не все районы являются частью централизованной энергетической системы. Энергоснабжение этих потребителей осуществляется за счет автономных источников. Зачастую в качестве источников электрической энергии используются дизель генераторы. Стоимость дизельного топлива с учетом доставки в эти районы, которая осуществляется зачастую водным или воздушным транспортом или в определенный период достигает 45000-60000 руб/т. Для решения проблем энергоснабжения большинства таких районов определенные перспективы имеет возобновляемая энергетика.

Ярким примером является о. Рейнеке в Приморском крае, где из-за отдаленности острова экономически выгодно использовать возобновляемые источники энергии, чем поставлять углеводородные энергоносители. Ранее, для обеспечения жителей о. Рейнеке электроэнергией, использовалась дизельная электростанция, топливо для которой поставлялось специализированным морским транспортом. Круглосуточное электроснабжение на остров отсутствовало и в связи с резкими скачками цен на жидкое топливо, было принято решение к установке ветро - дизельный автономный энергетический комплекс мощностью 50 кВт (ВДАЭК -50). Использование комбинированных энергетических комплексов не только перспективно в удаленных децентрализованных системах, но и повышает комфорт потребителей при отсутствии основного источника энергии.

Применение возобновляемых источников энергии в составе автономных энергетических систем позволяет снизить топливную составляющую в себестоимости вырабатываемой электроэнергии, что существенно повышает их технико-экономическую эффективность. Перспективность и актуальность применения возобновляемых энергоресурсов для экономии органического топлива сегодня отмечена отечественными и зарубежными специалистами в области электроэнергетики и теплоснабжения.

На рисунке 1 изображена принципиальная технологическая схема ветро-дизельного энергетического комплекса мощностью 50 кВт. Данная установка работает по принципу взаимного резервирования ветровой энергии и энергии дизель генератора. Генератор заряжает аккумуляторную батарею, а она, используя инвертор для преобразования постоянного тока в переменный питает электроприборы. Во время пиковых нагрузок, если силы ветра не хватает, автоматически включается дизель генератор. Когда нагрузки спадают дизель останавливается, а зарядка батареи посредством ветрогенератора возобновляется[3].

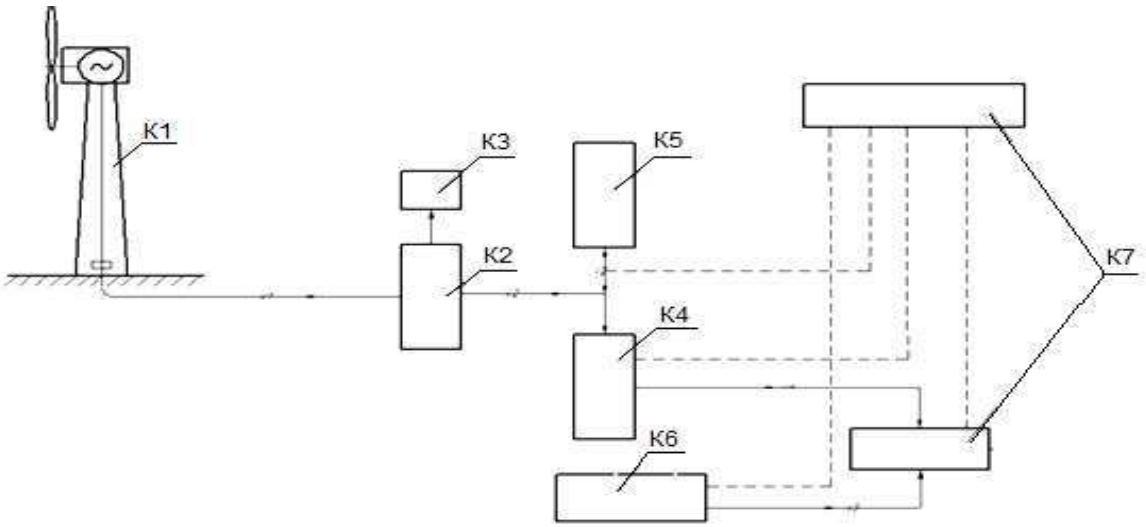


Рис. 1 Принципиальная технологическая схема ВДАЭК - 50К1- ветрогенератор WD13 - 50, К2- контроллер, К3 – разгрузочное устройство, К4 – инвертор INK100K 100 Вт, К5 – блок аккумуляторных батарей 6 CNJ-200(128 шт.), К6 – дизель генератор ED70C мощностью 50кВт ,К7- БУАВР и АВР.

Как показывает опыт использование ВЭУ эффективно в регионах, где среднегодовая скорость ветра более 5 м/с, а на о. Рейнеке она составляет 6,3 м/с. По графику (рис.2) мы видим, что средняя скорость за год варьируется от 5,5 до 7,1 м/с. Это показывает эффективность использования ветрогенератора на острове.

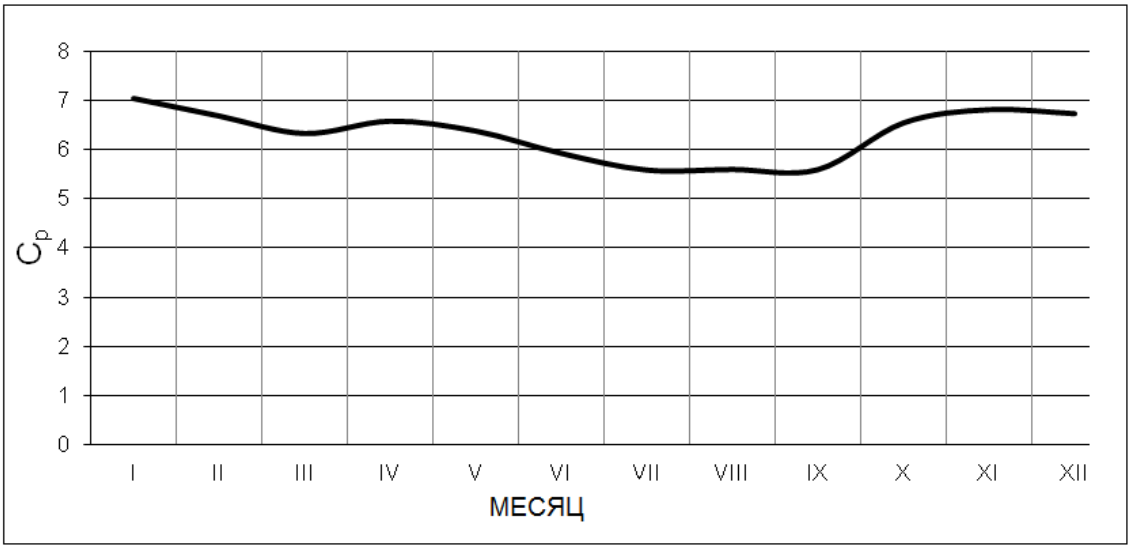


Рис.2 Средняя скорость ветра за год

На графике (рис.3) показана наибольшая повторяемость скорости ветра, около двадцати процентов времени за год скорость ветра составляет 7 – 8 м/с.



Рис.3 Повторяемость среднесуточных скоростей ветра за год

Если сравнить годовые графики выработки электроэнергии ветрогенератора и дизель генератора на рисунке 4, можно сделать вывод, что основная выработка приходится на ветрогенератор и превышает выработку дизель генератора в два раза, что ведет к экономии дорогостоящего топлива.

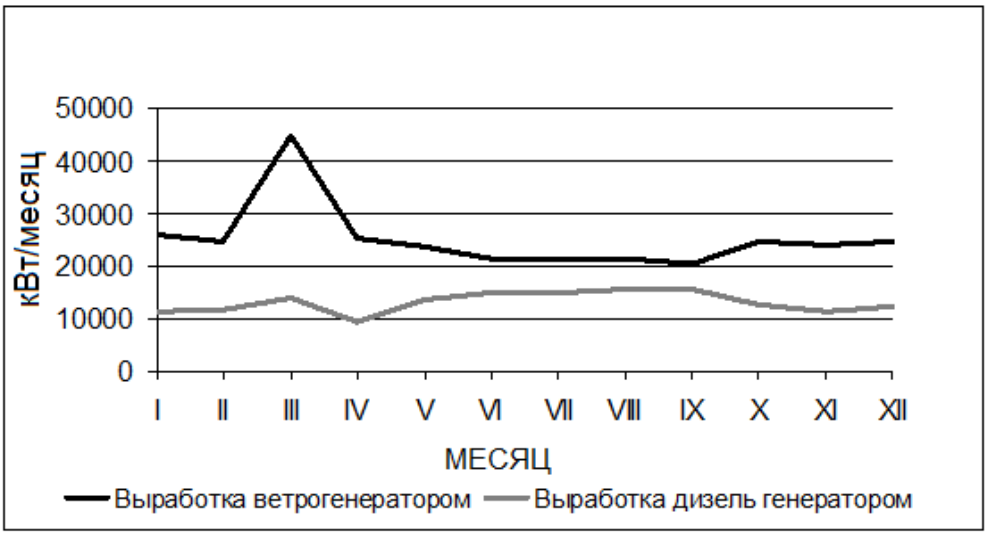


Рис. 4 Годовая выработка электроэнергии ветро- и дизель генератором

Поскольку дизель генератор работает в два раза меньше, то и годовой расход топлива уменьшается. На рисунке 5 представлены данные по расходу топлива за каждый месяц в течении 2012 и 2013 гг.

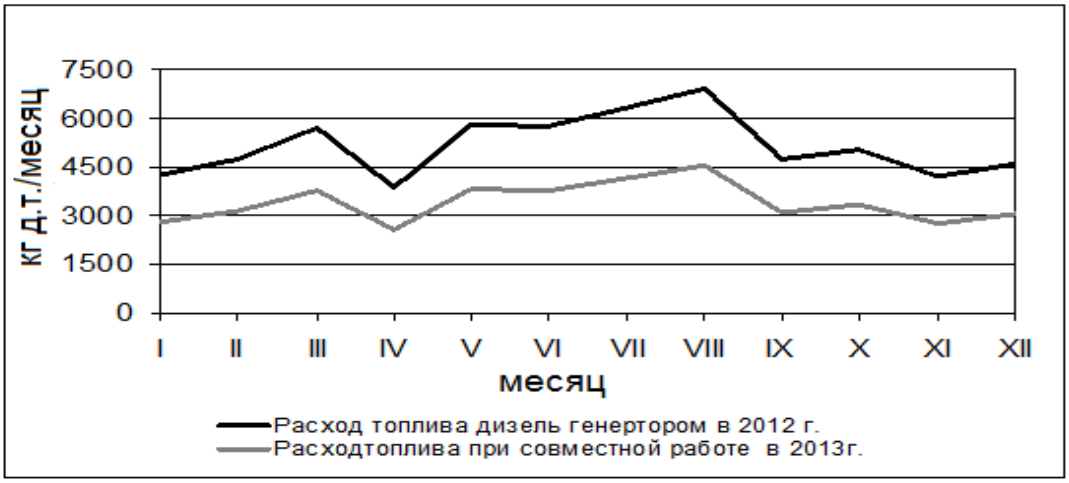


Рис. 5 Годовой расход дизельного топлива при работе ветро - дизельгенератора

Проектируемый ветро-дизельный энергетический комплекс является энергоэффективным, так как в качестве топлива используется альтернативный возобновляемый источник энергии - ветер.

Работа комбинированного источника электрической энергии строится на максимальном использовании энергии, вырабатываемой ветрогенератором с целью экономии дизельного топлива дизель генератора, генерирующего недостающую мощность для обеспечения потребителей. Режим работы дизель генератора с переменными оборотами более эффективен, поскольку не требует расхода топлива на поддержание постоянной частоты вращения дизель генератора.

Экономия дизельного топлива в год составила 52 % (по сравнению с прошлым годом) при полной нагрузке системы. Кроме экономии топлива, режим двигателя обеспечивает увеличение его ресурса.

При выборе типоразмера ветрогенератора заказчиком не была учтена плотность воздуха, которая оказывает влияние на мощность ВЭУ (формула 1)[1]:

$$P = \xi * \frac{\pi d^2}{4} * \frac{\omega^3}{2} * \rho * \eta_м * \eta_{эл} \qquad (1)$$

где P – мощность ветроустановки

ξ – коэффициент использования ветра

d – диаметр лопастей

ω – скорость ветра

ρ – плотность воздуха

$\eta_м$ – механический к.п.д.

$\eta_{эл}$ – электрический к.п.д.

Поэтому ветрогенератор вырабатывает электроэнергии больше потребляемой, и в качестве мер рационального его использования рекомендуется заменить существующие блоки аккумуляторных батарей на более емкие, либо строительство котельной с электрокотлами и подключение новых потребителей за счет развития туристической структуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. "Ветродвигатели и ветроустановки", Е. М. Фатеев, ОГИЗ, Москва, 1947 г.
2. Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 28.12.2013) "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.07.2014)
3. Технический паспорт изделия. Ветрогенератор компании «ВаньДэ».Китай, г. Шанхай, 2011г., заводской номер 20110701.

Научный руководитель: А.В. Лесных, старший преподаватель, ДВФУ

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГОЛОВНОЙ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ «САХАЛИН»

И.С. Токарев
ООО «Газпром трансгаз Томск»

В последние десятилетия в нефтегазотранспортных системах большое распространение получили автономные электроэнергетические системы (ЭЭС), предназначенные для электроснабжения объектов нефтеперекачивающих и газокомпрессорных станций. Целесообразность их использования обусловлена тем, что развитие нефтегазотранспортных систем опережает развитие магистральных электрических сетей, вследствие чего централизованное электроснабжение этих объектов часто не представляется возможным.

В качестве примера можно привести такие системы как нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток. В настоящее время ведется строительство магистрального газопровода Сила Сибири (Якутия – Дальний Восток), который также будет проходить по районам, где отсутствуют магистральные электрические сети, что приведёт к возрастанию количества автономных энергосистем в нефтегазотранспортных системах.

Как известно, одним из важных недостатков автономных энергосистем, применяемых в нефтегазотранспортной промышленности, является невысокий уровень надёжности их работы. Научно-практическим задачам повышения этого уровня уделено большое внимание [1]. Однако соответствующие инженерно-технические задачи и связанные с ними задачи научного анализа решены далеко не полностью.

В качестве полигона исследования определена автономная энергосистема Головной компрессорной станции (ГКС) «Сахалин», которая, в свою очередь, является объектом газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», предназначенной для газоснабжения регионов Дальнего Востока. Задачей станции является обеспечение транспорта газа с острова Сахалин через Хабаровск до Владивостока. По настоящее время ГКС «Сахалин» является единственной станцией, обеспечивающей транспорт газа по данному газопроводу.

Генерация электрической энергии для объектов ГКС осуществляется на электростанции собственных нужд (ЭСН), включающей четыре энергоблока, связанных двухсекционной системой шин. Каждый энергоблок представляет собой электростанцию типа Звезда-ГП-1100ВК-02М3-02 [2] мощностью 1100 кВт, способную работать автономно. Энергоблоки оснащены газопоршневыми двигателями фирмы Cummins и генераторами фирмы Stamford. Энергоблоки осуществляют питание семи трансформаторных подстанций мощностью от 100 до 1600 кВА через закрытое распределительное устройство (ЗРУ) – 10 кВ. От наиболее мощной трансформаторной подстанции – 2х1600 кВА, осуществляется питание двух газотурбинных газоперекачивающих агрегатов ГПА-16М-10, мощностью 16 МВт каждый [3]. Управление объектами автономной энергосистемы осуществляется дистанционно, с автоматизированного рабочего места. В зависимости от сезонной нагрузки и режима работы ГКС в работе используются один или два генератора. При останове всех генераторов и потере питания от ЭСН, электроснабжение обеспечивает аварийная дизельная электростанция (АДЭС).

Согласно требованиям нормативной документации нефтегазовых организаций, и, в частности, ОАО Газпром, такие объекты как ГКС «Сахалин» должны иметь два независимых взаимно резервируемых источника электроэнергии [4,5], а также отвечать требованиям ГОСТ 13109-97 по качеству электрической энергии [6].

В докладе излагаются некоторые результаты разработки технических решений по обеспечению бесперебойности электроснабжения потребителей электрической энергии ГКС

«Сахалин». Для этого проведён анализ работоспособности действующей схемы электроснабжения, технического состояния электрооборудования, алгоритмов работы устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты и выполнены соответствующие теоретические и практические исследования.

В результате анализа выяснилось, что согласно проекту генераторы ЭСН работают на неразделённую по секциям систему шин ЗРУ, образуя один источник электроснабжения. При этом в случае аварийного отключения одного из генераторов автоматика отключает всех потребителей электроэнергии энергосистемы, так как срабатывает автоматика быстрой разгрузки (АБР), которая отключает все ячейки в ЗРУ для того, чтобы на оставшийся в работе генератор не переключились все потребители, и он не остановился по перегрузке. Возобновление электроснабжения возможно только при ручном последовательном включении потребителей, что занимает очень много времени и весьма негативно сказывается на протекании технологических процессов ГКС. Выявились случаи остановов генераторов вследствие потери синхронизма при их включении на параллельную работу, что, в свою очередь, приводит к потере половины генерирующих источников энергосистемы и, соответственно, к усложнению технологических процессов транспортировки газа на материк.

Наибольшее количество остановов происходит вследствие внутренних неполадок энергоблоков и ЭСН в целом. Конкретные причины этих остановов различны. Это не полностью проработанные проектные решения, ошибки монтажа, нарушения регламентов пуско-наладки энергооборудования и другие причины.

В ходе инженерно-технических работ по обеспечению бесперебойности электроснабжения потребителей ГКС выполнены следующие мероприятия по перенастройке устройств релейной защиты и автоматики и устранены технические неисправности энергоблоков, допущенные заводом-изготовителем.

В результате в значительной мере устранены отмеченные причины остановов. В тех случаях, когда в работе остается один энергоблок, задача подключения всех элементов нагрузки к этому энергоблоку решается следующим образом:

- разделение секций ЗРУ путем отключения секционного выключателя (СВ), исключив при этом резкий наброс всей нагрузки на оставшийся в работе генератор;
- ступенчатое подключение потребителей на оставшийся в работе генератор по напряжению 0.4 кВ посредствам секционных выключателей в КТП, согласно рассчитанным временам автоматического включения резерва (АВР), без срабатывания АБР;
- после введения в работу резервного генератора нагрузка точно так же, ступенчато, переходит на вновь введенный в работу энергоблок, и схема приобретает первоначальный вид с двумя независимыми, взаиморезервируемыми источниками энергии.

Проведенные мероприятия не позволяют поддерживать требуемый уровень надёжности для бесперебойного обеспечения потребителей ГКС электрической энергией, так как проектная схема электрических соединений ЭСН все равно остается фактически с одним источником питания.

Одним из возможных вариантов формирования двух независимых источников питания в энергосистеме является перевод ЭСН на раздельную работу секций шин, то есть на работу при выключенном секционном выключателе в ЗРУ – 10 кВ (рис.1) и включённых СВ – 0.4 кВ на отдельных КТП. В этом случае вся электростанция, вместе с нагрузкой, делится на две части и образует автономную энергосистему, в которой задачи анализа и обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов требуют специального рассмотрения.

Для проведения анализа устойчивости на первом этапе работы была детально изучена автономная энергосистема и произведен расчет ее статической и динамической устойчивости. Реально в работе может находиться по одному генератору на каждой секции. Объединение образовавшихся двух подсистем осуществлено включением секционных

выключателей на стороне 0,4 кВ комплектных трансформаторных подстанций «Собственных нужд (СН)» и «Компрессорного цеха (КЦ)». от которых запитаны потребители, наиболее чувствительные к кратковременным нарушениям электроснабжения. Предложенная схема исключает потерю питания при останове одного из двух генераторов.

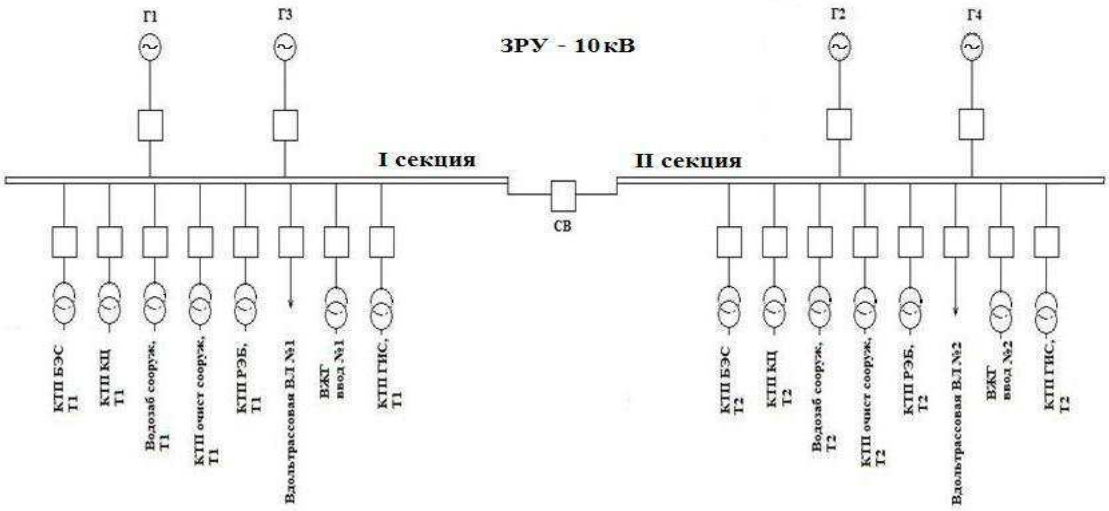


Рис. 1. Упрощенная схема электрических соединений ЭСН ГКС "Сахалин"

В порядке проведения оценочных расчётов апериодической статической устойчивости автономной энергосистемы ГКС по её двухмашинной модели построены угловые характеристики генераторов. Определены зона устойчивой работы и предельные по устойчивости значения генераторных мощностей. Коэффициент запаса статической устойчивости генераторов электростанций Г1 и Г2 имеет значения свыше 100 процентов, что является достаточным основанием для более глубокого изучения различных аспектов её работы.

В расчете динамической устойчивости рассматривались наиболее тяжелые режимы работы энергосистемы. Были рассмотрены электромеханические процессы, протекающие при трехфазном коротком замыкании длительностью 0.3 с, на расстоянии 0.37 км от первой секции шин, и последующем отключении одной из линий электропередач ЗРУ – КТП СН. Кривые относительного ускорения роторов генераторов при отключении поврежденной линии показаны на рис. 2. Визуально можно оценить, что по фактору влияния больших возмущений система работоспособна, так как коэффициент запаса её динамической устойчивости в наиболее тяжёлой аварийной ситуации заметно больше единицы.

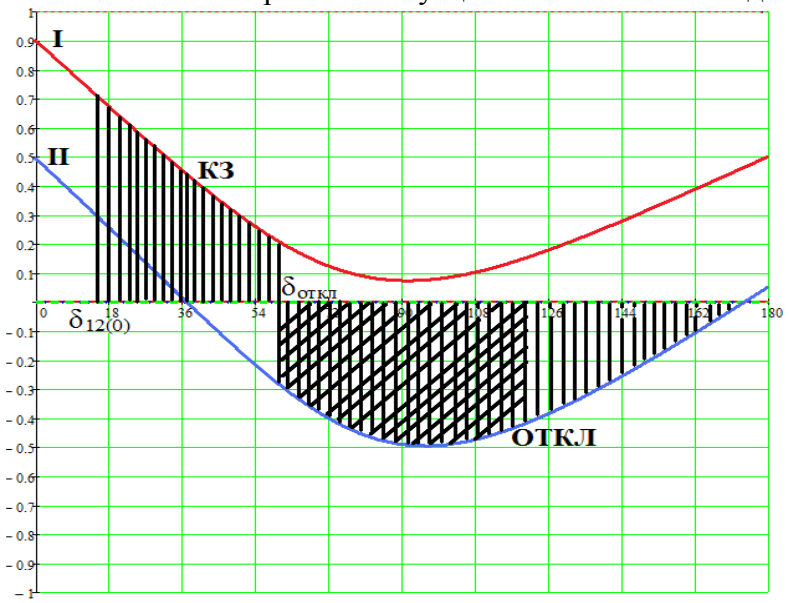


Рис. 2. Кривая относительного ускорения при отключении поврежденной линии

В свою очередь, предложенная схема ЭЭС ГКС работы требует более глубокого изучения вопроса колебательной устойчивости.

По полученным результатам работы были сформированы предложения основных технических решений и требований, внесенные в разработку стандарта ОАО «Газпром» «Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом».

В данный момент проводятся теоретические исследования автономных энергосистем объектов газотранспортной системы «Сила Сибири», для того чтобы еще на проектной стадии выявить и решить проблемы надежности и устойчивости автономных энергосистем, для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей.

Результаты работы показывают необходимость проведения научно – исследовательских работ на этапе проектирования путем использования компьютерных моделей построения автономных энергосистем для расчета различных режимов работы с учетом их индивидуальных особенностей. Это обеспечит бесперебойную и безаварийную работы автономных энергосистем на производственных объектах, которые являются ответственными потребителями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Глухов В. А. Повышение надежности электроснабжения компрессорных станций с газотурбинным приводом: Автореф. дис. канд. кехн. каук. – Санкт-Петербург, 2007. – 18 с.
2. Проект Электростанции Звезда-ГП-1100ВК-02М3-0211. 082.ЭВЭН.000.000.000. – ОАО «Звезда-Энергетика». Санкт-Петербург. – 2010 г.
3. Проект Магистрального газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток. ГКС «Сахалин». 4400/11-ГКС-0. – Гипрогазцентр. Дзержинск. – 2010 г.
4. Выбор схем электроснабжения автономных объектов от элеткростанций собсвенных нужд. СТО Газпром 2-6.2-208-2008. Газпром ВНИИГАЗ, Москва, 2008. – 35 с.
5. Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом, СТО Газпром проект СТО Газпром 2-6.2-ХХХ-2013, Газпром ВНИИГАЗ, Москва, 2013. – 61 с.
6. ГОСТ 13109-97. МЭК354-91 Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартов, 1998. – 31 с.

Научный руководитель: Ю.В. Хрущев, д.т.н., профессор кафедры электрические сети и электротехника ЭНИН НИТПУ.

РЕЖИМ ИЗОЛИРОВАННОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНА С ГЕНЕРАТОРАМИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

П.В. Колобов, С.А. Ерошенко, В.О. Самойленко
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина
Уральский энергетический институт
Кафедра автоматизированных электрических систем

В данной статье рассматриваются особенности режима изолированной работы энергорайона с генераторами малой мощности. Существуют значительные сложности обеспечения необходимого качества электроэнергии и устойчивой работы в системе, работающей изолированно от ЕЭС России. Работа автономного энергорайона в нормальных

и вынужденных послеаварийных режимах возможна при условии выполнения ряда технических мероприятий, описанных в данной статье, а также при условии корректной работы устройств автоматики и релейной защиты. В статье проведен анализ наиболее актуальных проблем в сфере автономно работающих распределительных энергосистем.

Введение

Тенденция развития распределённой генерации становится все более заметна в последние годы. Порядка 60% генерирующего оборудования в России имеет срок эксплуатации более 30 лет, а динамика ввода новых генерирующих мощностей обеспечивает замену выведенного из эксплуатации оборудования без прироста установленной мощности. В такой ситуации вопрос о подключении новых потребителей электрической энергии в крупных энергоузлах встает особо остро. Появление на рынке генераторов малой мощности является одним из вариантов решения проблемы энергодефицита для потребителя, желающего осуществить технологическое присоединение в максимально короткие сроки.

Известно, что основным критерием, определяющим интерес к малой генерации со стороны предприятий, является экономия затрат на энергообеспечение производства продукции при полном или частичном отказе от централизованного электроснабжения.

При подключении энергоустановки важным вопросом является выбор режима работы генераторов. Необходим подробный анализ состава нагрузки и учет её режимов работы для определения структуры вводимой генерации и оптимальных условий её эксплуатации.

С точки зрения энергосистемы можно выделить два режима работы распределённой генерации: параллельно с сетью и автономно. Параллельная работа с энергосистемой является предпочтительной для малой генерации, однако, реализация схемы выдачи мощности электростанции требует учёта большого количества технических требований, выдвигаемых субъектами «большой» энергетики. Необходимо учитывать, что при параллельной работе влияние энергосистемы на объект малой генерации также будет велико. Короткие замыкания и другие аварийные возмущения в сети могут приводить к частым отключениям генераторных установок, что, в свою очередь, будет приводить к повышенному износу оборудования (частые остановы и пуски являются нежелательными из-за возникновения термонапряжённых состояний в силовых агрегатах).

При работе генераторных установок потребителя изолированно от ЕЭС России имеется риск полного останова электростанции. В такой ситуации собственник энергоустановки имеет несколько вариантов реализации схемы электроснабжения производства: оставить связь с энергосистемой как резервный источник питания, допуская кратковременный переход на параллельную работу в вынужденных режимах, или установить дополнительные генераторы для обеспечения резервирования.

Особое внимание стоить уделить преимуществам и недостаткам режима изолированной работы.

Преимущества:

1. Известно, что половиной величины тарифа на электроэнергию является составляющая транспорта электроэнергии по электрическим сетям. Строительство собственной электростанции в непосредственной близости к месту потребления электрической энергии и отказ от централизованного электроснабжения приводит к существенному снижению энергетических затрат, и, следовательно, к снижению себестоимости производимой продукции.

2. Для нефтегазовых компаний главным стимулом к вводу малой генерации является политика государства в области экологии. Сжигание попутного нефтяного газа в факеле облагается крупным штрафом. Утилизация вторичных энергоресурсов посредством внедрения энергоустановок малой генерации и сжигания в них попутного газа позволяет потребителю минимизировать величину штрафов. В районах добычи нефти и газа внедрение малой генерации для утилизации попутного газа также позволяет решить важную социальную задачу – электроснабжение удалённых территорий с формированием изолированных энергосистем, не связанных с ЕЭС России.

3. Отсутствие электрической связи с ЕЭС России позволяет избежать ограничений электроснабжения из-за системных аварий, коротких замыканий вблизи источника генерации и нагрузки, а также других внешних воздействий. Известно, что энергетическое оборудование малой мощности крайне чувствительно к подобным возмущениям, в результате чего при параллельной работе с энергосистемой возможны частые остановы электростанции от действия технологических защит.

4. Процесс технологического присоединения новых потребителей к электрической сети может занимать длительный период времени. В электрических сетях крупных энергоузлов существуют районы, закрытые для присоединения новой нагрузки по причине отсутствия свободных мощностей на трансформаторных подстанциях, а также по причине недостаточной пропускной способности линий электропередачи. При соответствующем технико-экономическом обосновании проблема энергодефицита может быть решена за счет ввода генерирующих источников малой мощности, работающих изолированно от энергосистемы и обеспечивающих часть электрической нагрузки.

Недостатки:

1. Промышленные предприятия имеют типовой график нагрузки, характеризующийся явно выраженными максимумами и минимумами электропотребления. В зависимости от технологического процесса может потребоваться отключение части генерации в часы минимальных нагрузок по условию устойчивого сжигания топлива в котле. Частые отключения энергоустановок приводят к сокращению срока службы установки в целом и увеличивают сроки окупаемости за счёт снижения эффективности эксплуатации энергоагрегата.

2. В случае если промышленное предприятие имеет связь с энергосистемой в качестве резервного источника электроснабжения, при отключении генерации может возникать незапланированный наброс нагрузки на электрические сети ЕЭС России, в результате чего возникают вынужденные режимы работы, возможна перегрузка и отключение оборудования.

3. Как правило, основными электроприёмниками промышленных предприятий являются электродвигатели. Момент на валу электродвигателя пропорционален напряжению питания. В связи с этим в изолированной энергосистеме устройство малой генерации должно выполнять функции по поддержанию напряжения и частоты. Учитывая наличия большого числа потребителей реактивной мощности, в автономной системе необходимо обеспечивать поддержание баланса реактивной мощности за счет малой генерации или установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

Важно понимать, что режим изолированной работы может возникать и преднамеренно, и вынужденно- в результате работы делительной автоматики по частоте или напряжению. В любом случае требуется принятие мер для обеспечения устойчивой работы энергооборудования, надежного электроснабжения потребителя, а также безопасного проведения работ персоналом. Выделение генерации может осуществляться как на собственные нужды электростанции, так и на питание сбалансированной нагрузки. На рисунке 1 показаны варианты подключения малой генерации к распределительным сетям, внутренним сетям предприятий, а также возможные сечения, по которым будет осуществляться деление энергосистемы.

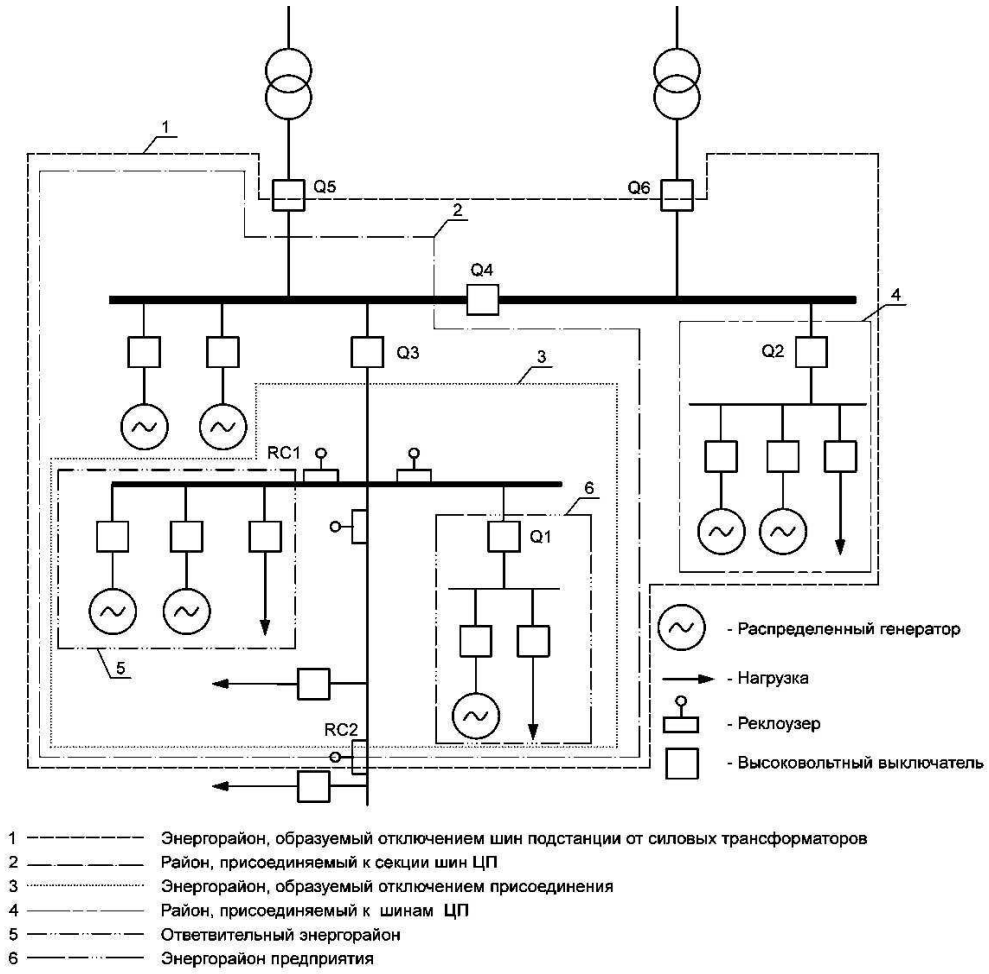


Рис. 1. Возможные сечения при отделении энергорайона

Обеспечение изолированной работы малой генерации

Ввиду технологических особенностей генерирующего оборудования малой мощности, важнейшими мероприятиями являются оценка влияния нагрузки на работу генерирующего источника и оценка влияния работы энергоагрегата на надежность электроснабжения.

На этапе проектирования особое внимание должно быть уделено выбору количества, типа, единичной мощности и технологических характеристик энергетического оборудования. К примеру, чем больше единичная мощность генератора, тем больше его инерционная постоянная, а значит, он будет более устойчив к скачкообразным изменениям нагрузки в системе, не будет «раскачиваться». В то же время большее количество агрегатов малой мощности позволит работать без отключения (не выходить за технологический минимум) или изменять состав работающего генерирующего оборудования. Кроме того, выход из строя одной установки не будет приводить к отключению электроприемников. Отсюда возникает вывод: при увеличении числа единичных агрегатов надежность возрастает.

Для обеспечения устойчивой работы энергоустановки изолированно от ЕЭС России требуются сложные устройства мониторинга и управления. Изучение специфики работы конкретного предприятия, технологического процесса, а также состава электроприемников позволит с высокой точностью осуществлять прогнозирование графика нагрузки, а значит поддерживать показатели функционирования системы на допустимом уровне, своевременно управляя выдачей активной и реактивной мощности генераторами и СКРМ.

Рассмотрения требует вопрос назначения одной или нескольких генераторных установок, отличающихся хорошими динамическими характеристиками, частотоведущими. Такой подход обеспечит поддержание баланса активной мощности в изолированном энергорайоне и позволит оставшейся части генерирующих установок работать на выдачу постоянной величины активной мощности в базовой и полупиковой частях графика

нагрузки, продлевая тем самым срок службы установки и обеспечивая наиболее экономичный режим работы.

Проектирование и эксплуатация энергоустановок малой мощности является новым и малоизученным направлением деятельности, ввиду чего остро встает проблема подготовки квалифицированных кадров. Необходимо готовить специалистов, способных эксплуатировать генераторы малой мощности в соответствии со всеми техническими требованиями. Требуются квалифицированные специалисты для осуществления проектных, монтажных и пуско-наладочных работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время рыночные сигналы и административные барьеры по подключению новых потребительских нагрузок делают строительство потребителем собственной генерации более выгодным, чем покупку электрической и тепловой энергии из сетей общего пользования [4]. Это, в свою очередь, приводит к появлению большого числа энергоустановок, работающих изолированно от ЕЭС России.

Обеспечение экономичного, бесперебойного, надежного электроснабжения автономного энергорайона является приоритетной и весьма непростой задачей для собственника энергоустановки.

Только выполнение ряда технических и организационных мероприятий поможет собственнику избежать прерывания технологического процесса предприятия, незапланированных затрат на частые ремонты оборудования, а также замену вышедших из строя агрегатов.

Обеспечение автономной работы выделенного энергорайона возможно при наличии тщательно проработанного проекта по разработке схемы выдачи мощности электростанции, учитывающей особенности как нагрузки, так и генерации. В рамках проекта особое внимание должно быть уделено применению и настройке современных устройств релейной защиты и автоматики, а также грамотному управлению электроэнергетическим режимом энергорайона.

Дальнейшие исследования будут посвящены моделированию автономного энергорайона с малой генерацией различных типов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. J.C. GomezandM.M. Morcos: Proc. IEEE / PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (13-15 Aug. 2008, Bogota) (2008), p. 1-5

2. IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems, IEEE Std. 1547.4 (2011).

3. F. Katiraei: IEEE Power and Energy Magazine Vol. 6 Iss. 3 (2008), p. 54–65

4. Российский национальный комитет CIGRE [Электронный ре-сурс] // Семинар «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации»: [сайт], [2014]. URL http://cigre.ru/activity/conference/seminar _c6/materials/archive/

Научный руководитель: С. А. Ерошенко, ассистент кафедры автоматизированных электрических систем УралЭНИН УрФУ.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ВЫБОРА КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

А.В. Дорошенко
Томский политехнический университет, Энергетический институт, кафедра электроснабжения промышленных предприятий, группа 5АМ44

Оптимизация структуры и мощности локальных систем электроснабжения

Важнейшим техническим показателем автономной дизельной электростанции (ДЭС), обеспечивающей питание децентрализованных потребителей, является число и мощность установленных силовых агрегатов. Именно этот показатель определяет надежность электроснабжения потребителей и от него во многом зависит эффективность работы ДЭС.

В соответствии с [1] суммарная мощность рабочих дизельных агрегатов должна покрывать максимальную расчетную нагрузку с учетом собственных нужд ДЭС и обеспечивать запуск электродвигателей. Количество рабочих агрегатов определяется в соответствии с графиком нагрузок и имеющейся номенклатурой агрегатов. Конкретных рекомендаций и методик по выбору числа и мощности дизель-генераторов нормативные документы не содержат. Между тем этот показатель чрезвычайно важен, так как от него во многом зависят технико-экономические характеристики электростанции.

Выбор рационального числа рабочих дизельных агрегатов, обеспечивающих наилучшие технико-экономические характеристики ДЭС, связан с учетом большого количества весьма противоречивых факторов. Отметим основные проблемы, связанные с этим выбором:

1. Дизель-генераторы необходимо периодически выводить из работы для проведения необходимого сервисного обслуживания, текущего и капитального ремонтов. Надежность электроснабжения потребителей при этом снижается. Периодичность и продолжительность технического обслуживания зависит от типоразмера силового агрегата.

2. Состав потребителей, получающих питание от ДЭС, может значительно различаться по мощности, количеству и режимам работы. При этом неизбежно изменение нагрузки станции в значительном диапазоне, как в течение суток, так и по сезонам года. При этом желательно обеспечить загрузку дизель-генераторов в пределах от 25 до 80 % от номинальной нагрузки. Загрузка выше этих пределов приводит к снижению ресурса дизельного двигателя; при малых нагрузках значительно увеличивается удельный расход топлива и проявляется эффект карбонизации, вызванной скоплением в цилиндрах несгоревших фракций топлива, что также негативно влияет на ресурс двигателя.

3. Удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии зависит от типоразмера агрегата, у дизель-генераторов большой мощности он, как правило, ниже. Удельный расход топлива изменяется при работе дизель-генераторов на частичных режимах, с уменьшением нагрузки увеличивается.

В данной работе предлагается методика оптимизации числа и типовой мощности рабочих дизельных агрегатов автономной ДЭС, используемой в качестве основного источника электроснабжения децентрализованных потребителей.

В качестве критерия оптимизации используется минимум приведенных годовых затрат при заданном уровне надежности электроснабжения потребителей:

$$C = E_N \cdot I + C_{OM} + C_{INT} \Rightarrow \min \qquad (1)$$

где E_N – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (в расчетах принимался равным 0.15, что соответствует сроку окупаемости 6.5 лет) [1];

I – капитальные вложения в ДЭС;

C_{OM} – годовые расходы на эксплуатацию станции;

C_{INT} – экономический ущерб от нарушения электроснабжения потребителей, руб.

Расчет капитальных вложений в дизельную электростанцию. Номинальные мощности агрегатов и электростанций определены из государственных стандартов и соответствуют общепромышленным стационарным агрегатам и дизельным электростанциям трехфазного переменного тока.

Усредненная стоимость ДЭС определена по прайс-листам и каталогам известных отечественных производителей и поставщиков дизельных электростанций.

Определение годовых эксплуатационных затрат на обслуживание ДЭС. Для определения годовых эксплуатационных затрат на обслуживание ДЭС удобнее всего воспользоваться типовой структурой затрат, индивидуальной для каждого предприятия. Существенную долю в структуре этих затрат составляют затраты на топливо:

$$C_{OM} = C_F + C_M, \text{ руб} \quad (2)$$

где C_F – годовые затраты на топливо (цена плюс доставка), руб;

C_M – затраты на обслуживание (зарплата персоналу, расходные материалы и т.д.), руб.

Если известна доля затрат на топливо в общей структуре затрат, то по известным затратам на топливо можно определить годовые эксплуатационные издержки на обслуживание ДЭС:

$$D_F = C_F / C_{OM} \quad (3)$$

где $D_т$ – доля затрат на топливо в общей структуре затрат на эксплуатацию и обслуживание ДЭС.

Приняв в расчетах стоимость одной тонны натурального топлива 21,0 тыс. рублей, а долю затрат на топливо в общей структуре затрат на обслуживание. ДЭС 65 %, по выражению (2) можно рассчитать годовые эксплуатационные издержки на обслуживание ДЭС C_{OM}.

Расчет ущерба от недоотпуска энергии потребителям. Величина ущерба от недоотпуска энергии потребителям определяется по выражению:

$$C_{INT} = \Delta M \cdot y_0, \text{ руб} \quad (4)$$

где y_0 – удельный ущерб от недоотпуска энергии потребителям, руб / кВт*ч;

ΔM – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии потребителям за год.

Для определения материального ущерба от возможных внезапных перерывов электроснабжения потребителей необходимо знать удельные показатели ущерба y_0, которые в общем случае зависят от структурного состава потребителей (удельного веса промышленности, быта и сферы обслуживания, сельского хозяйства, транспорта и строительства) и степени их ограничения.

В расчетах экономической эффективности стоимость ущерба от аварийных ограничений рекомендуется оценивать исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям в размере 40 – 100 руб./кВт·ч [2]. Эти данные являются усредненными и могут использоваться для ориентировочной оценки ущерба на случай аварийных перерывов электроснабжения в сети с разным составом потребителей.

Разработка программного продукта для расчета количества и мощности дизельных генераторных установок

Для разработки программы используем программный пакет MATLABGraphicalUserInterface (GUI). Программа позволяет по введенному суточному графику нагрузки потребителя рассчитать варианты количества и мощности дизельных генераторов и приведенные годовые затраты по каждому варианту.

Для разработки программы примем следующие допущения:

1). Все дизельные генераторы одинакового типоразмера.

2). Дизельные генераторы работают на номинальную мощность, либо отключены. Интерфейс программы представлен на рисунке 1.

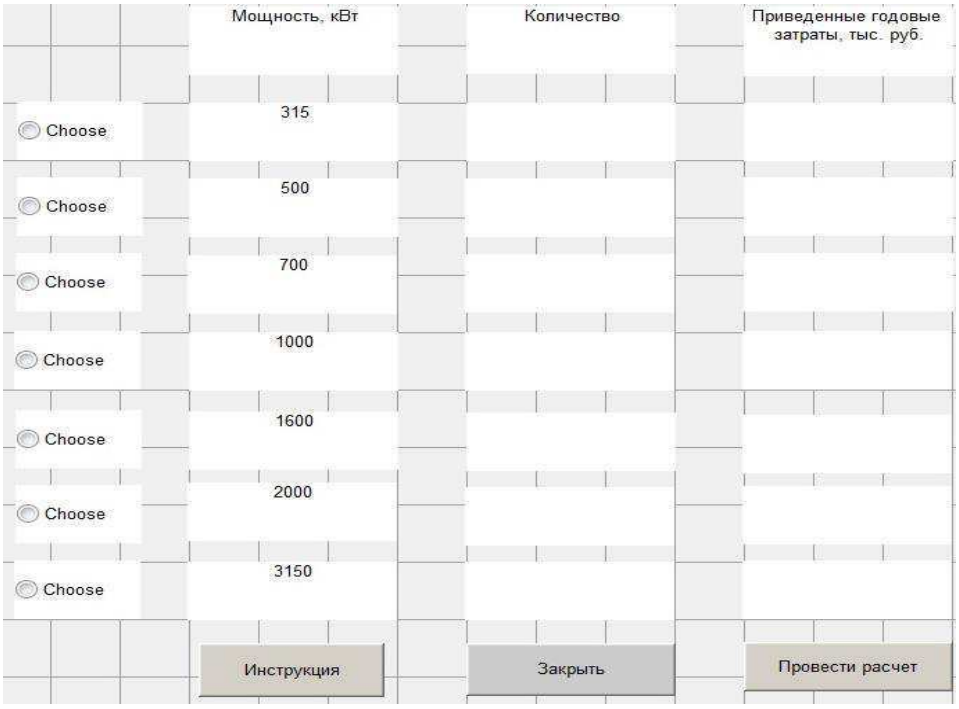


Рис. 1. Интерфейс программы

Таким образом, введя данные графика нагрузки, можно выбрать вариант построения ДЭС с наименьшими приведенными годовыми затратами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе подробно рассмотрена методика выбора количества и мощности дизельных генераторов по известному суточному графику нагрузки. Для ускорения проведения расчетов в среде MatlabGraphicalUserInterface была разработана программа для выбора оптимального варианта с точки зрения приведенных годовых затрат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Нормы технологического проектирования дизельных электростанций // Утверждены Минэнерго СССР. Протокол от 19 июля 1990 г. N 38
2. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: НЦ ЭНАС, 2005. 320 с.

Научный руководитель: Е.Ж. Сарсикеев, к.т.н., старший преподаватель кафедры электроснабжения промышленных предприятий ТПУ ЭНИН.

ЗНАЧЕНИЕ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ В ОБЛАСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Д.А. Копылов
Оренбургский государственный университет

В настоящее время проблема энерго- и ресурсосбережения имеет огромное значение не только для России, но и для всего мира. Поэтому все большее значение приобретает возобновляемая энергетика. Солнце обладает колоссальным запасом энергии. По оценкам специалистов использование всего лишь 0,0125 % этой энергии обеспечит все потребности

современной энергетики. А использование 0,5 % полностью покроет потребности в будущем[1]. Эти цифры позволяют оценить, насколько велик потенциал солнечных батарей.

Солнечная батарея представляет собой несколько объединенных модулей. Данные модули являются преобразователями солнечной энергии в электрическую. Существует несколько основных разновидностей солнечных батарей: поликристаллические, монокристаллические и аморфные[2]. Последние используются для энергоснабжения достаточно редко, так как имеют низкие КПД и срок службы. Наиболее распространены поликристаллические и монокристаллические солнечные батареи. Монокристаллические солнечные модули изготавливаются на основе чистого кремния, в то время как для производства поликристаллических модулей используется неочищенный кремний. Таким образом конечная стоимость поликристаллических солнечных батарей меньше. Но поликристаллические элементы обладают более низким КПД, составляющим 12-18%, в отличие от монокристаллических элементов, КПД которых достигает 22%[2].

Рассмотрим основные преимущества и недостатки солнечных батарей. Солнечные элементы не требуют топлива и используют общедоступный источник энергии. Это является основным преимуществом данных элементов. Срок службы достигает 25 лет с незначительным ухудшением эксплуатационных характеристик[3]. Солнечные батареи экологически безопасны. Но стоит отметить, что при производстве нередко используются токсичные вещества, и, соответственно, возникает вопрос о безопасной утилизации отработанных батарей. Еще одним важным достоинством является возможность постепенного наращивания мощности за счет установки дополнительных батарей.

Основным недостатком данного источника электроэнергии является низкий КПД, составляющий в среднем 14%. По этой причине приходится устанавливать большое число солнечных батарей для достижения необходимой мощности, что приводит к высоким затратам. Кроме того, солнечные батареи все еще достаточно дороги. Также эффективность преобразования энергии в значительной степени зависит от погодных условий и географического положения. Следующий недостаток заключается в том, что для создания системы энергоснабжения на основе солнечных батарей необходимо дополнительное оборудование такое, как контроллеры заряда, аккумуляторные батареи и инверторы. Так как солнечные батареи не могут запасать электроэнергию, то необходимы аккумуляторные батареи для бесперебойного электроснабжения. В свою очередь аккумуляторные батареи для обеспечения надежной работы нуждаются в контроллере заряда. Солнечные батареи могут вырабатывать только постоянный ток напряжением 12, 24 или 48 В, который не подходит для большинства потребителей. Соответственно необходимы инверторы для преобразования постоянного тока в переменный напряжением 220 В. Все это приводит к удорожанию использования солнечных панелей. Также стоит отметить, что срок службы вышеперечисленных приборов значительно ниже, чем у солнечных батарей, соответственно в будущем появляется необходимость дополнительных денежных вложений для замены вышедшего из строя оборудования. На рисунке 1 показана упрощенная схема подключения солнечных батарей.



Рис. 1. Схема подключения солнечных батарей

Были проведены расчеты для оценки стоимости перехода на электроснабжение от солнечных батарей на примере загородного дома. Рассчитаны 3 набора оборудования в порядке возрастания стоимости и, соответственно, возможностей энергообеспечения. Данные расчеты являются оценочными и носят приближенный характер из-за различных условий на практике. Их задачей является оценить целесообразность перехода на солнечное электроснабжение.

Первый набор представляет собой бюджетный вариант для обеспечения минимальных нужд, таких, например, как светодиодное освещение, небольшой телевизор и зарядка мобильных устройств. Использовались бытовые приборы, потребляющие постоянный ток напряжением 12 В, для исключения инвертора напряжения. Соответственно питание осуществлялось непосредственно от аккумулятора 12 В, подключенного к солнечной батарее через контроллер заряда. Это позволило значительно снизить конечную стоимость.

Второй набор включает в себя уже инвертор, что позволяет использовать приборы на напряжение 220 В. Также увеличено число солнечных панелей, что увеличивает выходную мощность.

Третий набор представляет собой оптимальный вариант для беспрепятственного использования солнечных батарей в качестве единственного источника электроэнергии для питания достаточно мощных потребителей. В таблице 1 приведена сравнительная характеристика представленных наборов.

Таблица 1. Сравнительная характеристика наборов

	1 набор	2 набор	3 набор
Ориентировочный список приборов	Светодиодные лампы GU5.3, телевизор LED 19”	Светодиодные лампы E27, телевизор LED 24”, ноутбук, холодильник	Светодиодные лампы E27, телевизор LED 24”, ноутбук, холодильник, утюг электрочайник, стиральная машина, пылесос
Суммарная мощность приборов, Вт	69	199	5001
Потребление за сутки, КВт·ч	0,244	1,546	4,526
Стоимость оборудования, руб.	12700	110500	239400

Рассмотрим расчет на примере 2 набора. Расчеты производились для Оренбургской области (широта 51,6°) с учетом средней дневной инсоляции в летний период, равной 4,2 КВт·ч/м^2 [5].

Потребление приборов определим исходя из их мощности и времени работы в сутки. Данные сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Список приборов

Наименование	Мощность, Вт	Количество	Время работы в сутки, ч	Потребление за сутки, КВт·ч
Светодиодные лампы	6	6	6	0,216
Телевизор	48	1	3	0,144
Ноутбук	40	1	3	0,12
Холодильник	100	1	24	1,056
Зарядка мобильных устройств	5	1	2	0.001
Итого	199			1,546

Рассчитаем потребление в сутки с учетом КПД инвертора (90%) и аккумуляторов (85%):

$$Wc = 1{,}546 \cdot 1{,}15 \cdot 1{,}1 = 1{,}956 \text{ КВт·ч} \quad (1)$$

Где Wc – Суммарное потребление в сутки. Выбираем солнечные модули ФСМ 250 (250Вт,24В) и инвертор (600Вт, 24В). Далее определяем, сколько электроэнергии вырабатывает данная батарея в сутки:

$$W_б = k \cdot P_w \cdot E_c = 0{,}5 \cdot 250 \cdot 4{,}2 = 546 \text{ Вт} \cdot \text{ч}, \quad (2)$$

Где $W_б$ – значение количества электроэнергии, вырабатываемой батареей в сутки; k – поправочный коэффициент для летнего периода, учитывающий потерю мощности солнечных элементов при нагреве на солнце, а также наклонное падение лучей в течении дня [4]; E_c – значение инсоляции.

Далее определим необходимое количество солнечных панелей:

$$N = \frac{Wc}{W_б} = \frac{1956}{546} = 3{,}58, \quad (3)$$

Где N – количество солнечных панелей. Принимаем количество солнечных панелей равное 4. Далее определим количество энергии, которую необходимо запасти в аккумуляторах для обеспечения непрерывного электроснабжения в течение суток. Для этого общее потребление за сутки разделим на напряжение аккумулятора (12 В). Учтем при этом, что глубина разряда не должна превышать 40% для обеспечения долгого срока службы:

$$E = \frac{Wc}{U \cdot k_p} = \frac{1956}{12 \cdot 0{,}4} = 408 \text{ А} \cdot \text{ч}, \quad (4)$$

Затем определим необходимое количество аккумуляторов, исходя из их емкости (230А · ч):

$$Na = \frac{E}{E_a} = \frac{408}{230} = 1{,}8, \quad (5)$$

Где Na – число аккумуляторов; E – необходимая емкость аккумуляторов; E_a – емкость одного аккумулятора. Принимаем число аккумуляторов равное 2.

В таблице 3 приведена средняя стоимость оборудования.

Таблица 3. Средняя стоимость оборудования

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Солнечная панель	4	50000
Контроллер заряда	1	8000
Аккумулятор	2	40000
Инвертор	1	12500
Итого		110500

Вывод

Расчеты показали, что для обеспечения автономного энергоснабжения на основе солнечных батарей требуются значительные денежные вложения. Конечная стоимость значительно зависит от региона размещения солнечных панелей. Также видно, что большую часть расходов составляют не сами солнечные батареи, а дополнительное оборудование. Наиболее целесообразно использовать солнечную электроэнергию в загородных домах, а также в местах, где затруднено электроснабжение или качество электроэнергии не соответствует стандартам. Вследствие всего вышесказанного на данный момент использование солнечных батарей в качестве единственного источника энергии не является экономически целесообразным решением. Поэтому рекомендуется использовать их в связке с другими источниками энергии, например, с ветрогенераторами или дизельными генераторами, а также в качестве резервного источника питания. Хорошим решением в настоящее время благодаря значительному сроку службы является установка солнечных батарей с последующим постепенным наращиванием мощности по мере снижения цен на данное оборудование.

Таким образом, солнечные батареи благодаря своим преимуществам играют важную роль в области возобновляемой энергетики, а также имеют большое значение для поддержания чистоты окружающей среды. Главными ограничителями повсеместного распространения данного источника электроэнергии являются низкий КПД и высокая стоимость. Это очень перспективные источники энергии, обладающие неограниченным потенциалом обеспечения электроэнергией, не привязанной к топливным ресурсам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Методы и средства энерго- и ресурсосбережения. Версия 1.0 [Электронный ресурс]: электрон. учеб. пособие/ В. В. Стафиевская, А. М. Велентеенко, В. А. Фролов. – Электрон. дан. (6 Мб). – Красноярск: ИПК СФУ, 2008. С.115. – ISBN 978-5-7638-1446-0
2. Типы солнечных батарей [Электронный ресурс] // Альтернативные источники энергии. – Режим доступа: http://energycraft.ru/Solnechnaya-energiya/tipy-solnechnyh-batarej.html (дата обращения: 18.09.2014).
3. Солнечные панели (солнечные батареи) [Электронный ресурс] // Энергия настоящего и будущего. – Режим доступа: http://svetdv.ru/sun/index.shtml (дата обращения: 20.09.2014).
4. Солнечные элементы [Электронный ресурс] // Ваш Солнечный Дом. – Режим доступа: http://www.solarhome.ru/ru/basics/pv/techcells.htm (дата обращения: 18.09.2014).
5. Таблицы инсоляции [Электронный ресурс] // Солнечные батареи. – Режим доступа: http://www.solbat.su/meteorology/insolation/ (дата обращения: 18.10.2014).

Научный руководитель: С.В. Митрофанов, доцент, кандидат технических наук, заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий ОГУ

ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ В ГОРОДСКОМ СЕКТОРЕ

Е.И. Климов, Е.А. Патрашкин

Южно-Уральский государственный университет (ЮУрГУ), г.Челябинск

До настоящего времени в России, в отличие от ряда развитых стран, уделялось недостаточно внимания вопросам использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Густонаселенные территории страны оснащены централизованными энергетическими системами электроснабжения и теплоснабжения, что является основной причиной отказа от использования ВИЭ. Российские системы электроснабжения основаны на энергетических станциях, использующих ископаемое углеродное или ядерное топливо. Данные виды топлива приводят к негативным воздействиям на окружающую среду (ОС), такие как [1]: Загрязнение ОС вредными веществами (ксенобиотиками); повышение расхода атмосферного воздуха, за счет использования транспорта и энергетических установок; тепловое загрязнение ОС; повышение вероятности возникновения техногенной катастрофы.

В случае использования ядерного топлива сохраняются перечисленные воздействия, но при этом приобретает особую сложность вопрос утилизации ядерных отходов и отработанного топлива. Утилизация данных отходов осуществляется путем их захоронения на специальных территориях - полигонах («могильниках»). Отходы должны заранее проходить процедуру остеклования и заковывания в цемент, далее их помещают в герметичные бочки и отправляют на полигоны.

Большинство воздействий на ОС возникает по причине устаревания оборудования, выхода из строя его комплектующих, отсутствия специальных установок для очистки

выбросов и сточных вод, отсутствия систем использования вторичных энергетических ресурсов и расположения энергетических станций вблизи крупных населенных пунктов. Устранение этих причин требует крупных капиталовложений. Несмотря на изложенные выше факты нужно согласиться с тем, что сделать быстрый переход на использование ВИЭ невозможно. Внедрение энергетических установок на основе ВИЭ должно проходить постепенно, параллельно формирующемуся в Российской Федерации законодательству по данной отрасли.

Нами предлагается использовать установки на основе ВИЭ для создания резерва питания и автономного электроснабжения в городской среде. Далее мы рассмотрим проблемы использования ветроэнергетических установок (ВЭУ) в городской среде.

ВЭУ имеют целый ряд преимуществ по сравнению с установками традиционной генерации энергии, таких как независимость от природных ископаемых, отсутствие теплового загрязнения и вредных выбросов в ОС и т.д. Но стоит заметить, что и у них есть свои недостатки, такие как [2, 3]: Блокирование территории в городском секторе; малое соотношение генерируемой мощности от занимаемой территории; неравномерность поступления энергии ветра; относительная дороговизна установок; шум; низкочастотные вибрации и инфразвук от некоторых типов ВЭУ, приводящие к раскачиванию фундамента и/или ухудшению самочувствия людей; обледенение лопастей, в результате которого может возникнуть дисбаланс ротора, что опасно разрушением конструкции и, как следствие, несчастными случаями, связанными с разлетом лопастей и ледяных осколков; гибель птиц и летучих мышей; радиопомехи; нарушение нормального восприятия природного ландшафта и эстетическая неприязнь, которая проявляется у части населения в результате так называемого «стробоскопического эффекта».

Большинство упомянутых недостатков исправимы и множество инженеров-конструкторов работает над этим. Проблему неравномерности поступления энергии ветра можно компенсировать, используя аккумуляторные батареи, дублирующие солнечные модули и/или дизель-генераторы. Обледенение лопастей можно избежать путем обработки специальными покрытиями или оснастить их системами обогрева [7]. Для борьбы с телекоммуникационными влияниями при изготовлении рабочих органов ВЭУ (лопастей, аэродинамических регуляторов) следует использовать неметаллические адсорбирующие материалы и проводить постоянный мониторинг искажения радиосигнала; в случае отсутствия данных мероприятий нужно выбрать место размещения установки, на котором искажение сигнала не сможет повлиять на потенциально важные радиосигналы. Негативные инфразвуковые акустические и низкочастотные механические вибрации напрямую зависят от характеристик установки, качества сборки и условий эксплуатации, поэтому данный недостаток зависит от капиталовложений и издержек при проектировании и эксплуатации установки [4,6]. В случае, если шумовое воздействие установки превышает допустимые нормы, следует выбрать иное месторасположение установки. ВЭУ, особенно в городском секторе, нарушают привычную обстановку, поэтому для снижения негативного восприятия элементы установки изготавливают обтекаемой формы, лопасти покрывают матовой краской во избежание появления солнечных бликов при вращении, цвет установки выбирают в соответствии с особенностями территории или прокраску осуществляют в нейтральные цвета.

Сделаем первый и наиболее важный вывод: основная проблема использования ВЭУ – это выбор оптимального места расположения установки, соответствующего допустимым скоростям ветра на данной территории и минимальным негативным воздействиям на человека. Нами предлагается оптимальный вариант размещения ВЭУ - на инженерных сооружениях. Существует ряд успешно реализованных проектов по установке ВЭУ как на крышах зданий, так и их внедрения в качестве архитектурного элемента [8]. Одним из подобных примеров по праву можно считать ВЭУ, расположенную на кровле здания НИИ ЦС Южно-Уральского государственного университета (рисунок 2). Установка была спроектирована как многоярусная масштабируемая конструкция кафедрой «Электротехника

и возобновляемые источники энергии» ЮУрГУ (НИУ). ВЭУ используется для научных исследований и изучения курса ветроэнергетики на последних курсах бакалавриата и в магистратуре [9].



Рис. 2. Пример расположения ВЭУ на крыше здания (НИИ ЦС ЮУрГУ, г. Челябинск)

Приведем доказательства выдвинутого предложения. Расположение малых ВЭУ на высотных инженерных объектах (кровлях зданий, мостовых конструкциях, переходах и т.п.) позволяет решить основную проблему – выбор оптимального места расположения. При расположении ВЭУ на кровле здания можно сэкономить на высоте мачты и решить проблему с препятствиями, создающими аэродинамическое затенение. Расположение ВЭУ на достаточно большой высоте позволяет обеспечить больший ветровой потенциал, чем на традиционных высотах от 6 до 15 м для малых установок. Зависимость скорости ветра от высоты, на которой расположена установка [3]:

$$\upsilon_2 = \upsilon_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^m \quad (1)$$

где, υ_2 – скорость ветра на высоте где установлена ВЭУ, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$;

υ_1 – средняя скорость ветра, полученная из данных метеостанций или собственных исследований, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$;

h_2 – высота, на которой расположена ВЭУ, м;

h_1 – высота на которой была получена υ_1, м;

m – эмпирический коэффициент.

Значение m можно взять из таблицы 1, или воспользоваться рекомендациями: в советской литературе значение приводилось равным 0,2, в литературе США оно приводится равным 0,14.

Таблица 1 – Значения коэффициента m от сезона [3]

Сезон	Зима	Весна	Лето	Осень	Среднее значение
m	0,17	0,22	0,24	0,17	0,2

Изменение скорости ветра от высоты можно увидеть на рисунке 3. Начальная высота в 21 метр обусловлена тем, что замеры скорости ветра метеорологическими службами принято

осуществлять на высоте 20 метров, скорость ветра на данной высоте была принята равной 5 $\frac{м}{с}$.

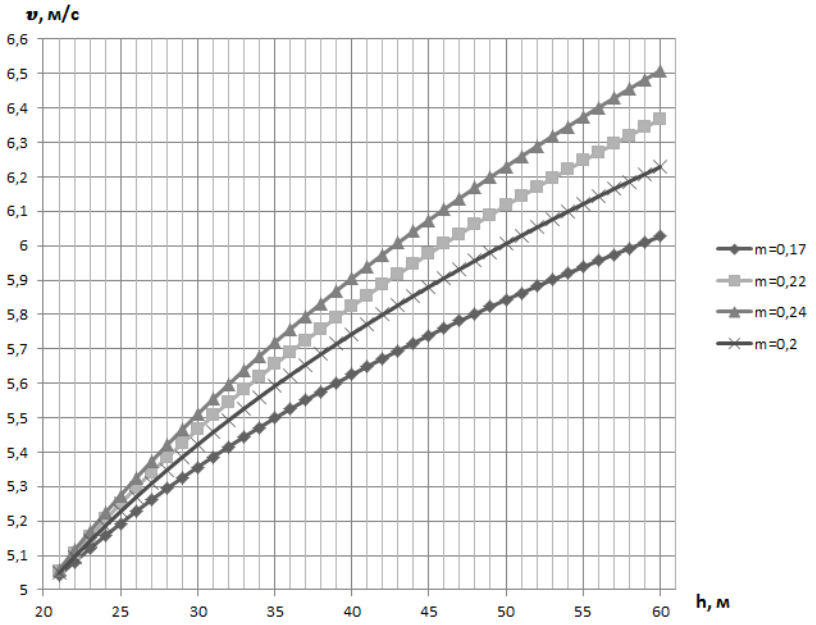
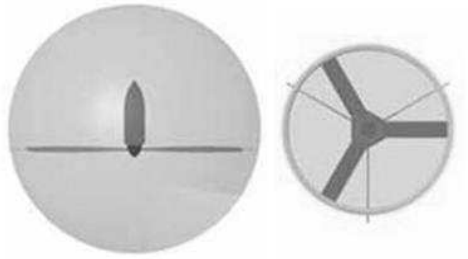


Рис. 3. Графические зависимости изменения скорости ветра от высоты

Проанализировав ряд конструкций ВЭУ, сделаем еще один вывод. Использование вертикально-осевых ВЭУ в городском секторе имеет ряд преимуществ, в сравнении с горизонтально-осевыми установками. Прежде всего, независимость работы от направления ветрового потока дает изначально бесспорное преимущество отбора мощности в связи еще и с упрощением кинематической схемы. Кроме этого, вертикально-осевые конструкции не генерируют инфразвук, присущий малым горизонтально-осевым ВЭУ. И, наконец, вследствие особенностей динамического пространственного профиля вертикально-осевой ВЭУ, представляющей собой вытянутый цилиндр [4], эти конструкции занимают значительно меньший динамический объем. Сравнение динамических пространственных профилей можно увидеть на рисунке 4:



а) б)

Рис. 4. Горизонтальное сечение динамического пространственного профиля горизонтально–осевой ВЭУ (а) и вертикально–осевой ВЭУ (б) равной мощности [5]

Для выявления отношения населения к размещению ВЭУ в городской среде проводится исследование (Климов Е.И. совместно с Ежиков Н.И. НИУ «ЮУрГУ») в форме опроса, который распространяется при помощи социальных сетей. Предварительные результаты опроса отношения респондентов к расположению ВЭУ в публичных местах и на крышах жилых зданий представлены на рисунке 5 под буквами а) и б) соответственно.

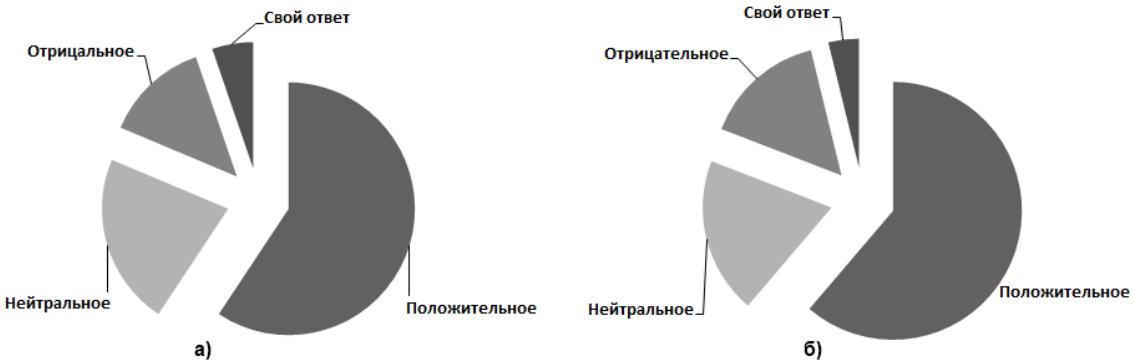


Рис. 5. Предварительные результаты опроса отношения населения к расположению ВЭУ в городской среде

Как видно из рисунка 5, большая часть респондентов относится положительно к вопросу размещения ВЭУ на инженерных сооружениях. Следовательно,эстетическая неприязнь к ВЭУ среди населения не имеет достаточной силы для препятствия к размещению ВЭУ в городской среде на инженерных сооружениях.

В завершении работы сделаем основные выводы:

- Существует ряд мероприятий снижающих негативное влияние ВЭУ, при их соблюдении допускается расположение ВЭУ на инженерных сооружениях в городском секторе.
- Использование вертикально-осевых ВЭУ в городском секторе имеет ряд преимуществ по сравнению с использованием горизонтально-осевых ВЭУ, при равных мощностях и диапазонах рабочих скоростей ветра у установок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Денисов, В.В. Основы инженерной экологии: учеб. Пособие / В.В. Денисов и др.; под ред.проф. В.В. Денисова. – Ростов н/Д. – Феникс, 2013. – 623 с.
2. Сибикин, Ю.Д. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: КНОРУС, 2010. – 232 с.; Кошкаров А.П. Ветрогенераторы, солнечные батареи и другие полезнве конструкции. – М.: ДНК Пресс, 2012. - 144 с.
3. Безруких П.П. Использование энергии ветра / П.П. Безруких // Техника, экономика, экология. – М.: Колос, 2008. – 196 с.
4. Соломин, Е.В. Размещение ветроэнергетических установок с вертикальной осью вращения на ответственных инженерных объектах / Е.В. Соломин // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». – Челябинск: Изд–во ЮУрГУ, 2010. – Вып. 11, 33(209). С.47–51.
5. Соломин Е.В., Методология разработки и создания вертикально-осевых ветроэнергетических установок: монография/ Е.В. Соломин. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 255 с.
6. Соломин, Е.В. Размещение ветроэнергетических установок с вертикальной осью вращения на ответственных инженерных объектах / Е.В. Соломин // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». – Челябинск: Изд–во ЮУрГУ, 2010. – Вып. 11, 33(209). С.47–51.
7. Соломин, Е.В. Возобновляемые источники энергии. Новые возможности человечества / Е.В. Соломин // Альтернативная энергетика и экология. – М.: НИИЭС, 2013 – №10(132). – С.38–40.

8. Соломин, Е.В. О размещении ветроэнергетических установок на зданиях и сооружениях / Е.В. Соломин // Альтернативная энергетика и экология. – М.: НИИЭС, 2014 – № 09 (149). – С.42–45.
9. Соломин, Е.В. Экономические аспекты гибридных ветро-солнечных установок малой мощности / Е.В. Соломин // Альтернативная энергетика и экология. – М.: НИИЭС, 2012 – №2(106). – С.71–77.

Научный руководитель: Е.В. Соломин, д.т.н., профессор кафедры «Электротехника и возобновляемые источники энергии» ЮУрГУ.

ПЕРЕНОСНАЯ СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ С АВТОНОМНОЙ СИСТЕМОЙ СЛЕЖЕНИЯ ЗА СОЛНЦЕМ

С.В Митрофанов, А.Ю. Немальцев
Оренбургский государственный университет
Электроэнергетический факультет
Кафедра электроснабжения промышленных предприятий

В 2013 году была разработана переносная солнечная электростанция, которая показана на рисунке 1. Солнечная электростанция (СЭС) рассчитана на 300 Вт. Составными частями электростанции являются: солнечная батарея (СБ), контроллер заряда, аккумулирующая батарея (АКБ) и инвертор напряжения (ИН). Принцип работы СЭС основан на прямом преобразовании солнечной энергии в электрическую энергию.

СЭС позволяет получать электрическую энергию из солнечного света и накапливать ее в аккумуляторной батарее, а затем инвертировать ее в переменное напряжение 220 В. Электростанция позволяет получать постоянное напряжение 5 и 12 В.

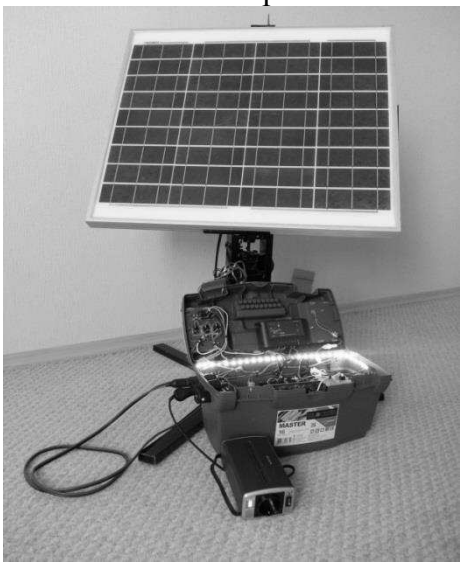


Рис.1. Внешний вид солнечной электростанции

Основным элементом СЭС является поликристаллическая СБ: постоянное напряжение 12 В и мощность 50 Вт. СБ такого типа по своим характеристикам наиболее стабильна по выработке мощности относительно уровня освещения, т.е. в часы восхода и захода солнца, вырабатываемая СБ мощность не снижается меньше чем на 10% от заявленной производителем. Монокристаллическая СБ такой особенностью не обладает, но в часы пиковой солнечной активности эта СБ вырабатывает наибольшую мощность. По

эксплуатационным и экономическим характеристикам была выбрана поликристаллическая СБ.

Вторым элементом СЭС представлен контроллер заряда АКБ на 10 А. Устройство является промежуточным звеном между СБ и АКБ, основная задача которого заключается в контроле процесса заряд - разряд АКБ. Контроллер заряда работает в двух режимах: режим накопления и режим отдачи электрической энергии. Работу режимов определяет СБ в зависимости от уровня освещения. Контролер заряда оснащен широтно-импульсным модулятором (ШИМ), что обеспечивает эффективный заряд АКБ, при котором гарантируется постоянная емкость АКБ в течении циклов заряда и разряда на протяжении всего срока службы.

АКБ – это составной элемент СЭС, который служит для накопления и отдачи электрической энергии. Для таких СЭС лучше всего использовать никель-кадмиевые или литий-ионные АКБ, которые не имеют эффекта «памяти», который влияет на емкость батареи. Такие устройства, как правило, не требуют обслуживания. В данном проекте использована современная литий-ионная АКБ емкостью 20А·ч.

Для того, чтобы СЭС работала на напряжение 220 В, она оснащена инвертором напряжения. ИН позволяет трансформировать постоянное напряжение 12 В в переменное напряжение 220 В с частотой 50 Гц. В проекте предусмотрены два инвертора общей мощностью 500 ВА. Один из инверторов может работать в режиме выпрямления и заряжать АКБ от сети 220 В, в случае отсутствия заряда от СБ.

Для повышения КПД солнечной электростанции было решено создать солнечный трекер однокоординатного исполнения, как показано на рисунке 2. Данное устройство позволит эффективно использовать СБ, уменьшить время заряда АКБ, а также обеспечить надежность электроснабжения на протяжении всего солнечного дня.

Основу солнечного трекера составляет несущая конструкция, состоящая из фиксированной и подвижной частей. Подвижная часть - платформа («посадочное» место для солнечной батареи) однокоординатного исполнения. Благодаря червячной передаче поворотный механизм развивает достаточный момент и необходимую скорость для плавного разворота платформы солнечного трекера вслед за солнцем.

В проекте использованы два датчика – полупроводниковые элементы, они ориентированы относительно друг друга на 90°. Сами дат-



Рис.2. Внешний вид солнечного трекера

чики расположены в колпачках, служащие для создания узконаправленного потока света. В схеме реализован операционный усилитель (ОУ), который периодически считывает значение с двух датчиков и сравнивает их значение. Если значение сигнала с датчиков равны, то наступает баланс - значит панель наведена на солнце.

В случае если значение одного из датчиков отличается от другого, ОУ дает команду на привод двигателя для поворота платформы по направлению к солнцу. Для предотвращения чрезмерного поворота платформы, привод двигателя оснащен конечными выключателями, которые в случае необходимости, смогут предотвратить последующий разворот платформы. Схема управления привода оснащена автоматической системой разворота платформы солнечного трекера на начальный этап цикла, что делает систему полностью автономной. Во время захода солнца, платформа соответственно повернута на запад, солнечная активность снижается и светового потока не достаточно для выработки энергии СБ, вследствие чего, контроллер заряда АКБ подает сигнал на разворот платформы на восток.

В отличии от аналогичных разработок солнечных трекеров [4] наша система слежения за солнцем имеет ряд преимуществ:

- низкая стоимость;
- простота конструкции;
- адаптация существующего электропривода;
- встроенная система поворота на начало цикла;
- автономная работа не требующая надзора.

Был проведен сравнительный анализ по тестированию солнечной электростанции с использованием солнечного трекера, который приведен в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Выходные характеристики солнечной батареи без использования трекера

Время	$I_{раб}$, А	$U_{раб.стаб.}$, В	$t_{зар}$, ч	$P_{рт}$, Вт
10:00	1,53	13,61	4-6	20,8
12:00	2,32	13,5		31,3
14:00	2,8	14,2		39,8
16:00	1.87	13,4		25,06
18:00	1,51	13,43		20,3
20:00	0,87	12,6		10,96
ИТОГО:				148,22

Таблица 2. Выходные характеристики солнечной батареи с использованием трекера

Время	$I_{раб}$, А	$U_{раб.стаб.}$, В	$t_{зар}$, ч	$P_{рт}$, Вт
10:00	1,75	13,75	3-4	28,9
12:00	2,75	13,93		38,3
14:00	2,84	14,5		41,18
16:00	2,62	13,81		36,2
18:00	2,5	13,65		34,13
20:00	1,5	13,4		20,1
ИТОГО:				172,81

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной научно исследовательской работы была достигнута основная цель - собрано компактное устройство для автономного питания потребителей на основе солнечной батареи и система слежения за солнцем. В процессе сборки СЭС выбирались основополагающие элементы исходя из технических и экономических требований.

На основе полученных данных из анализа можно сделать заключение о том, что использование солнечного трекера увеличивает выработку электрической мощности и повышает ее стабильность. Исследования показали, что система слежения позволяет экономить площадь поверхности покрытия СЭС при неизменной мощности.

В дальнейшем планируется усовершенствование конструкции для улучшения энергетических характеристик СЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. SolarHome [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://solarhome.ru
2. Устройство солнечной батареи [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.helios-house.ru
3. Солнечная энергия [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://solar-energy-free.ru
4. EDSGroup[Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://energy-ds.ru/catalog/generating/solnecnye-trakery.html

Научный руководитель: С.В. Митрофанов, доцент, кандидат технических наук, заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий, Оренбургский государственный университет.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ С ИНТЕГРАЦИЕЙ В СУЩЕСТВУЮЩУЮ ЭНЕРГОСИСТЕМУ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Д.С.Корнев

ТОО «Колледж Управления» г. Астана отделение «Технических дисциплин»

Правительство Республики Казахстан в области энергосбережения, разрабатывает основные направления единой государственной политики, стратегические и тактические меры по ее осуществлению; определяет структуру государственной системы энергосбережения. Нестабильность рынка добычи и переработки нефти и газа, обусловили поисками альтернативных источников энергии, в частности, ветрогенераторов [1].

Мировые запасы ресурсов подходят к концу, и сейчас очень важно задуматься о будущем. Уже сегодня нужно решать эту проблему.

Одним из таких решений может оказаться ветроэнергетика. Сегодня этот вид получения электроэнергии является самым распространенным, так как в нем отсутствует потребление каких-либо исчерпаемых ресурсов. Каждый киловатт-час электроэнергии, вырабатываемой на ВЭС (ветряные электрические станции), предотвращаетвыброс в атмосферу приблизительно 0,1 килограмма вредных веществ, неизбежнообразующихся при сжигании ископаемых энергоносителей, обеспечит экологическую безопасность систем энергоснабжения, сохранит не возобновляемыетопливно-энергетические ресурсы для будущих поколений.

Преимущества данных источников заключаются в том, что они являютсябесконечными, т.е. неисчерпаемыми по сравнению с источникамиэнергии, использующимися на данный момент времени, так же огромным плюсом является экологическая чистота. Их использование не изменяет энергетический потенциал планеты. Нетрадиционные источники электроэнергии считаются более приемлемыми и экологически безопасными.

Преимущества ветрогенераторов:

- производство электроэнергии на ветрогенераторах возможно без использования органического топлива (углеводородов), потребления технической воды и воздуха;

- электрические мощности на базе ветрогенераторов могут быть быстро введены по модульной схеме (ветропарки);

- экологичность производства электрической энергии на ветрогенераторах всех типов – у ветрогенераторов отсутствуют выбросы продуктов сгорания топлива, которые есть при работе ТЭЦ, ДЭС и даже АЭС;

- ветрогенераторы в составе ветропарков имеют высокую степеньавтоматизации;

- не требуется большого количества дежурного персонала;

- ветрогенераторы по сравнению с другими ВИЭ (возобновляемыми источниками энергии) обладают высокой экономической эффективностью;

- касательно Казахстана – страна обладает большими запасами ресурсов для развития ветроэнергетики.

Таким образом, на сегодняшний день перед всеми учеными мира стоит проблема нахождения и разработки новых альтернативных источников энергии. Альтернативный источник энергии – способ, устройство, позволяющее получать электрическую энергию и заменяющий собой традиционные источники энергии, функционирующие на нефти, добываемом природном газе и угле.

Цель поиска альтернативных источников энергии – потребность получать еѐ из энергии возобновляемых или практически неисчерпаемых природных ресурсов и явлений.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что внедрение в вентиляционную шахту ветрогенератора марки WT-224G20/30, позволит получать электрическую энергию из возобновляемого нетрадиционного источника (ветер), что позволит снизить затраты на электроэнергию шахты.

Целью данной работы является рассмотрение перспектив применения электроснабжения на альтернативных источниках энергии для горнодобывающего предприятия.

Для этого были поставлены следующие задачи:

1. рассчитать аэродинамику вентиляционной системы для определения скорости ветра;
2. определить возможности применения ветрогенератора;
3. произвести выбор ветрогенератора для вырабатывания электрической энергии;
4. произвести модернизацию системы освещения, путем замены ламп накаливания на светодиодные лампы;
5. рассчитать экономическую эффективность от внедрения данного проекта.

Осуществление этого проекта позволит снизить затраты электроэнергии предприятия на освещение.

Проект представляет собой комбинированную систему использования воздуха, как для проветривания шахты, так и для получения электроэнергии.

В любой шахте необходим приток свежего воздуха. Для этого в шахтах помимо основных стволов и горизонтов устраиваются вентиляционные шахты. В вентшахтах устанавливают новейшую вентиляционную установку АВМ-24, для вытяжки воздуха из шахты. Вентилятор АВМ-24 создает поток воздуха, который выходит из основных стволов и горизонтов по вентиляционной шахте в атмосферу.

Идея проекта состоит в том, чтобы использовать энергию этого ветра для получения электроэнергии и использование ее на освещение горизонта шахты.

Для этого необходимо установить ветрогенератор (WT-224G20/30), который будет улавливать поток ветра, созданный вентиляторной установкой. Ветрогенератор под действием силы ветра начинает вращаться и вырабатывать электроэнергию. Которая в свою очередь накапливается в аккумуляторных батареях. Аккумулятор будет питать систему освещения.

Энергия потребляемая на освещение тоже станет экономичной, так как планируется модернизация устаревших ламп накаливания на надежные современные светодиодные лампы E27,220V 10W Bulb.

В качестве примера сделаем сравнительный анализ существующей системы освещения с использовании ветрогенератора марки WT-224G20/30.

В подземной выработке протяженностью 1000 метров, для освещения используется 100 ламп накаливания мощностью 60 ватт.

$$P=n*Pл \quad (1)$$

где n-количество ламп накаливания,

Рл - мощность каждой лампы.

$$P=100*60=6000Вт=6кВт$$

Освещение в подземной выработке включено 24 часа на протяжении всего месяца. Итого получаем 24х30=720 часов непрерывной работы.

За месяц освещение потребляет 4320кВт/ч.

При стоимости 1кВт\ч равной 19 тенге для предприятий, в месяц предприятие тратит 4320х19=82800 тенге за электроэнергию, потребляемую подземной выработкой.

При использовании ветроустановки предприятие не несет затрат на освещение подземной выработки.

Соответственно годовая экономия от внедрения составляет 82800х12=984960 тенге.

Отсюда следует, что срок окупаемости инвестиций равен:

$$T=\frac{К}{Г} \quad (2)$$

где, К- капитальные вложения и амортизационные отчисления.

Капитальные вложения равны 3674137тенге (представлены в табл. 1).

Таблица 1

Капитальные вложения

Вид затрат	Стоимость за единицу	Количество	Всего
Синхронный генераторLSA36-4	225000 тг	1шт	225000тг
Провод АПВ 2х4	160тг	1200м	192000тг
Аккумулятор 110 а/ч VartaSilverDynamic	32750тг	22шт	720500тг
Светодиодная лампа E27,220V 10W Bulb	4750тг	99шт	470250тг
Контроллер «ВАЗП-МВ»	1472625тг	1шт	1472625тг
МАП SIN "Энергия" Pro 12В: ИБП/UPS/Инвертор	89750тг	1шт	89750тг
Монтаж оборудования	170000тг		170000тг
Всего	3674137тг		

$$T=\frac{3674137тг}{984960\ тг}=3,7года$$

Через 3,7 года предприятие будет получать ежемесячный доход от внедрения ветрогенератора 82800 тенге.

Вывод: использование ветрогенератора марки WT-224G20/30 на горнодобывающем предприятии является целесообразно. Благодаря тому, что ветрогенератор предполагается разместить в вентиляционной шахте, где скорость ветра и его направление постоянны (ветер неисчерпаемый источник энергии).

Данный проект предполагается реализовать на шахте №39/40 рудника Аксу Акмолинской области.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:
1.Әділет «Об энергосбережении»Глава 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
Статья 1. Основные понятия, используемые в настоящем Законе
2. Половко А.М., Бутусов П.Н. MATLAB для студента. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 320 с.: ил.
3. Пак А.Л. Перспективы использования возобновляемых источников энергии в Республике Саха (Якутия). // Молодежь и научно-технический прогресс в современном мире, 2010, с. 103 – 107
4.ГОСТ 13109-97. Качество электрической энергии. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжебния общего назначения.

Научный руководитель магистр технических наук электроэнергетики Муравьева С.А.

ОПЫТ НОРМАТИВНО – ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГЕРМАНИИ В АСПЕКТЕ ГЛУБОКОГО ПРОНИКНОВЕНИЯ ВИЭ В СТРУКТУРУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

П.К. Березовский
Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы», Москва

Задачи нормативно-технического регулирования подключения генерирующих установок к энергосистеме приобрели особую актуальность в виду крупномасштабного проникновения распределенных источников энергии, в том числе на базе ВИЭ, в энергосистемы развитых зарубежных стран [1]. Опыт Германии в данном аспекте является уникальным по следующим причинам:

– электроэнергетический комплекс Германии представляет из себя многосоставную энергосистему, с обширными межсистемными связями с энергосистемами других государств, что близко для многих стран, в том числе и РФ;

– проникновение распределенных источников энергии в энергосистему Германии за последнее десятилетие достигло значительных масштабов (68 ГВт установленной мощности фотоэлектрических и ветроустановок при 80 ГВт пиковой нагрузки энергосистемы);

– наблюдаемые интеграционные процессы и их эффект на энергосистему Германии, с точки зрения обеспечения надежности электроснабжения, а также качества и доступности электроэнергии, во многом не являются результатом процесса целенаправленного планирования развития энергосистемы [2].

Драйверами активного развития распределенных источников энергии в Германии за период с 2002 по 2011 гг. стали политические решения, как общеевропейского [3], так и федерального уровня [4], направленные на выполнение общей энергетической инициативы ЕС – 20/20/20. Во исполнение указанной стратегии в электроэнергетике ЕС активно применяются вводные тарифы (feed-in-tariff), устанавливающие обязательства сбытовых и сетевых компаний покупать электроэнергию, произведенную генерирующими установками на базе ВИЭ, по цене превышающую рыночную. Однако, к началу 2013 г. позиция Еврокомиссии к субсидированию ВИЭ существенно изменилась. На саммите 22 мая 2013 г. Европейский совет задекларировал смену приоритета энергетической политики ЕС с «устойчивой энергии» на «конкурентоспособную энергию». Во исполнение решения Европейского совета 5 ноября 2013 г., Еврокомиссия обнародовала Сообщение о будущих

принципах субсидирования в энергетике, базирующихся на сокращении субсидий ВИЭ и предоставлении помощи традиционной генерации в целях обеспечения системной надежности. В документе подчеркивается, что решения об инвестициях должны определяться «рыночными факторами, а не гарантированными ценами, установленными публичными властями» [5].

Следует отметить, что система технического регулирования присоединения генерирующих установок к энергосистеме Германии, на данный момент, является наиболее выстроенной и охватывает сети всех уровней напряжения: низкого (до 1 кВ), среднего (от 1 до 60 кВ), высокого (от 60 до 110 кВ), составляющие распределительную сеть, и сверхвысокого (более 110 кВ), составляющие передающую сеть. Базовыми регламентирующими документами в указанной сфере являются Кодекс передающей сети (TransmissionCode) и Кодекс распределительной сети (DistributionCode). Данные документы описывают минимальные требования при подключении к соответствующим сетям, которые обеспечивают операторам сетей возможность управлять ими в соответствии с юридическими и регулирующими требованиями. Однако, согласно принципу субсидиарности, кодексы также предоставляют операторам возможность устанавливать специальные, зачастую более жесткие требования, для подключения к сети при условии гарантирования недискриминационного доступа. Так, собственные кодексы и требования разработали системные операторы Tennet, E-On. Также требования могут быть изменены системным операторам в зависимости от конкретных условий подключения и схемно-режимной ситуации.

Вышеуказанные документы дополняются специальными руководствами, предназначенными для подключения генерирующих установок на среднем [6] и низком напряжении [7], которые разработаны при взаимодействии Немецкой ассоциации энергетики и водных ресурсов (BDEW), Ассоциации электрического, электронного и информационного оборудования и технологий (VDE) и Совета по функционированию сети и сетевым технологиям (FNN, входит в состав VDE).

Принимая во внимание, что генерирующие установки номинальной мощностью от 0,15 МВт до 20 МВт в Германии в основном подключаются к сетям среднего напряжения (Рис.1), а также, что к сфере действия руководства [6], помимо ветроэлектростанций и фотоэлектрических установок, относятся генерирующие установки, работающие на природном газе, в том числе когенерационные – анализ требований документа [6] представляется полезным для учета при формировании технических требований к подключению распределенных источников энергии к энергосистеме в РФ, с учетом все более широкого распространения газотурбинного и газопоршневого генерирующего оборудования.

Rated power of the generation plant	Voltage level of grid connection
Up to 30 kW	Low-voltage grid without verification
30 to 200 kW	Low- or medium-voltage grid
0.15 to 20 MW	Medium-voltage grid
15 to 80 MW	High-voltage grid
80 to 400 MW	Extra-high voltage grid

Рис.1. Общий подход к выбору уровня напряжения точки подключения к сети [8]

Требования руководства [6] являются обязательными к применению и являются базисом для операторов сети и инжиниринговых организаций. Документ был издан в 2008 г. и большинство его положений вступило в силу с 1 января 2009 г. Важно отметить, что требования руководства распространяются на вновь вводимые и реконструируемые генерирующие установки электростанций, безотносительно к их типу (ветроэлектростанции, фотоэлектрические установки, газотурбинные и газопоршневые установки, топливные элементы, малые ГЭС и др.), а также на вспомогательное силовое оборудование (инверторы, стабилизаторы), являющееся интегрированной частью электростанций. При этом экстенсивное развитие ВИЭ привело к повышению роли традиционных генерирующих

технологий в обеспечении системной надежности, что в том числе нашло свое отражение в ужесточении требований к газопоршневым установкам, подключаемым к сети среднего напряжения.

Наиболее важное место среди требований, представленных в руководстве [6], занимают требования к эксплуатационным характеристикам: генерирующие установки должны быть функционально способны обеспечивать регулирование напряжения, как в нормальных условиях (steady-statevoltagecontrol), так и в случаях провала напряжения (dynamicnetworksupport), должны соответствовать требованиям по максимально допустимым токам короткого замыкания, а также по изменению активной и реактивной мощности.

Динамическая поддержка сети должна обеспечиваться при всех типах коротких замыканий, и заключается в не отключении электростанций во время провалов напряжения, загрузке электростанций по реактивной мощности, не потреблении после ликвидации аварийного режима больше реактивной мощности из сети, чем в предшествующем аварии режиме. Принципиальным моментом является то, что данные требования, с разными переходными периодами, должны выполняться электростанциями в не зависимости от того, что на момент подключения электростанции к сети, данные требования оператором сети не предъявлялись. При этом с 1 января 2013 г. электростанции с газопоршневыми и другими типами установок на базе двигателя внутреннего сгорания, должны обеспечивать динамическую поддержку сети вплоть до снижения напряжения в точке подключения до 30% от номинального [9]. После падения напряжения ниже 30% электростанция может отключаться от сети. Для остальных типов генерирующего оборудования не допускается отключаться от сети при снижении напряжения вплоть до нулевого значения (рис.2).

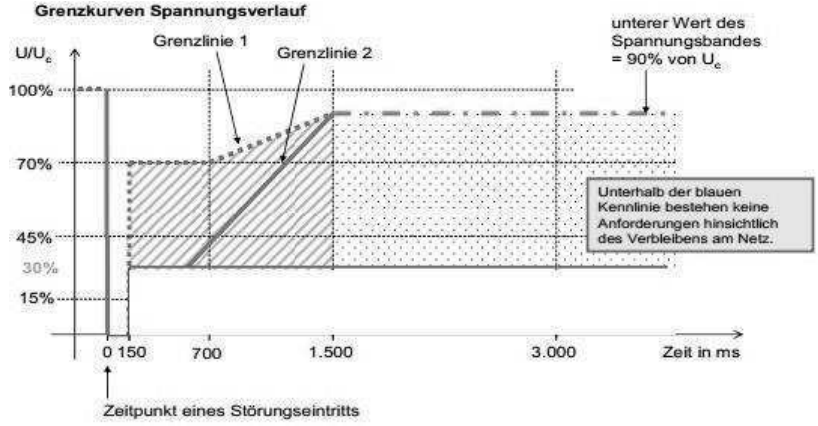


Рис. 2. Требования по динамической поддержке сети руководства [6]

Требования к токам короткого замыкания в месте подключения электростанции ограничивают максимально допустимые значения тока короткого замыкания на уровне восьмикратного значения номинального тока для синхронных генераторов, шестикратного значения номинального тока для асинхронных генераторов и асинхронных генераторов с двойным питанием, однократного значения номинального тока для генераторов с инверторами.

Еще одним важным требованием руководства является обеспечение разгрузки электростанции по активной мощности. В ряде случаев (потенциальная угроза безопасности функционирования системы, угроза перегрузки сети, угроза нарушения статической или динамической устойчивости сети и др.), оператор сети вправе потребовать временного ограничения отпуска электроэнергии или отключить электростанцию от сети. Оператор сети не участвует в разгрузке электростанций, а только задает целевое значение отпуска по активной мощности. Генерирующие установки электростанций должны обеспечивать разгрузку по активной мощности вплоть до 10% от установленной мощности, без автоматического отключения от сети. При значении отпускаемой активной мощности ниже 10% установки могут отключаться от сети. Дополнительно, руководство [6] учитывает специфику газопоршневых установок: установка может отключаться от сети, если целевое

значение отпускаемой ею активной мощности ниже 50% от установленной, и превышено максимально допустимое время работы с пониженной нагрузкой. При этом для электростанций номинальной мощностью до 2 МВт, включительно, изменение активной мощности должно составлять не менее 66% в минуту (не менее 1,11% в секунду) от максимальной активной мощности, а для электростанций номинальной мощностью более 2 МВт – не менее 20% в минуту (не менее 0,33% в секунду). Также генерирующие установки электростанций, при повышении частоты в энергосистеме выше 50,2 Гц, должны разгружаться по активной мощности с градиентой 40% от мгновенного значения активной мощности (на момент запроса) на Гц. Дальнейшее увеличение отпуска активной мощности возможно только после снижения частоты до 50,05 Гц.

Важно отметить, что все генерирующие установки, подключаемые к сети среднего напряжения должны проходить процедуру подтверждения соответствия требованиям руководства [6]. При этом в Германии действует двухуровневая система сертификации – сертификат соответствия выдается на каждую генерирующую установку электростанции (unitcertificate) и на всю электростанцию в целом (plantcertificate). В случае не предоставления в предусмотренный срок соответствующих сертификатов оператор сети вправе отключить электростанцию от сети.

Таким образом, на основе проведенного анализа, можно сделать следующий вывод – активная децентрализация генерирующих мощностей, с высоким уровнем проникновения ВИЭ и когенерационных технологий поднимает на новый уровень задачи системы технического регулирования и стандартизации в электроэнергетике, которая должна уметь гибко реагировать на изменения конъюнктуры отрасли под влиянием политических, рыночных и экономических механизмов.

Опыт стандартизации Германии показывает, что глубокое проникновение ВИЭ требует дополнительных источников по обеспечению надежности в энергосистеме на различных классах напряжения и приводит к повышению жесткости требований регулирующих документов к генерирующим установкам, функционирующим не только на базе ВИЭ, но и за счет сжигания топлив.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кучеров Ю.Н., Березовский П.К. СИГРЭ: зарубежный опыт интеграции источников распределенной генерации в энергосистему // Энергетика Татарстана. 2013. 4. С.55-61.
2. EPRI. The Integrated Grid. Realizing the full value of central and distributed energy resources // 2014.
3. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.
4. German Renewable Energy Sources Act (EEG) // 2000.
5. Кавешников Н.Ю. Возобновляемая энергетика в ЕС: смена приоритетов. // [Электронный ресурс]: http://russiancouncil.ru/inner/?id_4=3482#top / (дата обращения: 25.09.2014).
6. BDEW. Technical Guideline «Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network - Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network» // 2008.
7. VDE. VDE-AR-N4105 – LW Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks // 2011
8. KEMA Inc. Memo on distributed generation applications in Europe // 2011
9. BDEW. Rules and transitional periods for specific requirements complementary to the technical guideline: Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network -

Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network» // 2013.

Научный руководитель: Ю.Н. Кучеров, д.т.н., начальник Департамента технического регулирования, ОАО «СО ЕЭС»;

Научный консультант: П.В. Илюшин, к.т.н., Директор по техническому контролю и аудиту ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС».

ОПТИМАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕСУРСОВ НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

А.Г. Русина, Е.А. Совбан, Т.А. Филиппова
Национальный исследовательский томский политехнический университет,
Новосибирский государственный технический университет

Структура установленной мощности ОЭС Сибири характеризуется значительной долей, приходящейся на гидроэлектростанции. В связи с этим появляется необходимость оптимального использования гидроресурсов. Методы и задачи оптимального использования ГЭС достаточно хорошо разработаны, но требуются их анализ и изменения. На сегодняшний день регулировочный диапазон станций ограничен водохозяйственными требованиями. Примером сложившейся ситуации является Новосибирская ГЭС.

Новосибирская ГЭС выполняет в ЭС функции по выдаче мощности и выработке электроэнергии, принятие суточной и недельной неравномерностей нагрузки, поддержание аварийного резерва по мощности и энергии. Также обеспечивается готовность устройств и оборудования на станции для работы в долевом участии с другими ГЭС в режиме автоматического вторичного регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности по заданию ЦС АРЧМ ОЭС Сибири.

В общем, гидростанции имеютсвязи с электроэнергетическими системами (ЭЭС) трех видов, которые отличаются структурой генерирующих мощностей, целями и возможностями: местная (МЭС); региональная система (РЭС); объединенная (ОЭС). В общем случае все эти системы гидротепловые. Для энергетических балансов характерны различные критерии и модели оптимизации. Также имеются два вида оптимизационных задач, у которых различны математические модели - краткосрочная оптимизация при составлении баланса мощностей и долгосрочная оптимизация использования водных ресурсов ГЭС [1].

Рассмотрим роль Новосибирской ГЭС для местной ЭС в рамках краткосрочной оптимизации. Критерием в данном случае является минимальный расход топлива $B \Rightarrow \min$, при условии, что система гидротепловая, имеющая несколько ТЭЦ и единственную ГЭС. В данном случае задачакраткосрочной оптимизациидля МЭС сводится к оптимальному распределению нагрузки между ГЭС и эквивалентной ТЭС. Электрическая сеть – распределительная, кольцевая с напряжением до 110 кВ, представленная в эквивалентированном виде, с учетом сетей различных i ТЭС, т. е. Zi(Pi). При этом ТЭС представляются энергетическими характеристиками их конденсационного цикла Втэс(Ртэс), а гидравлические – эксплуатационными и расходными характеристики $Q_j(P_j, H_j)$. Также задаются ограничения по стоку.

Для Новосибирской ГЭС имеются водохозяйственные ограничения по расходам в нижний бьеф $Q_{jtвt} \geq Q_{jtбt}$, которые задаются как безусловные ограничения, что совершенно не обосновано в коммерческих взаимоотношениях энергетики и водохозяйственных предприятий. Таким образом, появляется необходимость в оптимальном выборе состава

гидроагрегатов на станции, исходя из критерия минимального расхода воды через станцию. При этом принимается, что все агрегаты имеют одинаковые характеристики. Выполненные расчеты по внутристанционной оптимизации для Новосибирской ГЭС показали, что контроль состава агрегатов позволил существенно увеличить выработку станции за гидрологический год. При этом данная станция имеет техническую готовность оборудования к участию в автоматическом регулировании частоты и мощности, но в рамках жестких водохозяйственных ограничений и отсутствии проведения краткосрочной оптимизации станция этого не осуществляет. Также полученные результаты могут быть скорректированы при изменении расходных и эксплуатационных характеристик, в результате замены или реконструкции гидроагрегатов.

В заключение сказанного можно сделать выводы, что эффективное использование ресурсов ГЭС для современных энергосистем изучено недостаточно полно. Фрагментарные исследования показывают, что от этого зависит эффективность использования ГЭС и необходимо привлечь внимание к разработке этих задач.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиппова Т. А., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г.. Гидроэнергетика. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. 640 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ MICROGRID ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

К. А. Скурихина, А. Ю. Арестова, Д.В. Армеев
Новосибирский государственный технический университет,
кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем

Статья посвящена вопросам развития концепции MicroGrid в рамках Российской модели интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). Развитие ИЭС предполагает тесное взаимодействие между централизованными и распределенными генерирующими мощностями, которое, в свою очередь, требует исследования динамических свойств MicroGrid как в изолированном режиме, так и при параллельной работе с энергосистемой.

Идея ИЭС ААС предполагает объединение на технологическом уровне электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии, в том числе и объектов распределенной генерации, в единую автоматизированную систему, позволяющую в реальном времени отслеживать и контролировать все режимы работы [1]. Реализация идеологии ИЭС ААС направлена на достижение качественно нового уровня эффективности ее функционирования и развития, а также на повышение системной надежности и пропускной способности, повышение качества и надежности электроснабжения потребителей.

Одним из направлений развития ИЭС ААС может стать радикально новая концепция MicroGrid. Система MicroGrid чаще всего включает в себя источники распределенной генерации, накопители энергии и локальных потребителей [2]. Потребителя в видении ИЭС ААС скорее можно охарактеризовать как «активный потребитель» – активный участник в регулировании нагрузки. Другими словами под активным потребителем понимается обеспечение возможности самостоятельного изменения потребителями объема и функциональных свойств (уровня надежности, качества и т.п.) получаемой электроэнергии на основании баланса своих потребностей и возможностей энергосистемы с использованием информации о характеристиках цен, объемов поставок электроэнергии, надежности, качестве

и др. [3]. Важным свойством MicroGrid можно назвать то, что, несмотря на функционирование в рамках распределительной системы, они могут автоматически переходить в изолированный режим работы в случае аварий в сети и восстанавливать синхронную работу с сетью после устранения аварии с поддержанием требуемого качества электрической энергии.

Роль MicroGrid могут играть жилмассивы или удаленные районы с возможностью установки локальных источников малой генерации и накопителей энергии. Застройка новых районов требует значительных энергоресурсов, которые не всегда могут быть получены от единой системы электроснабжения (вследствие загрузки сети, ограничений перетоков мощности по ЛЭП и силовым трансформаторам). В то время как система MicroGrid, находясь в непосредственной близости от потребителя, может производить электроэнергию «на месте», существенно снижая потери при передаче по проводам и повышая, таким образом, КПД. Соответственно, все чаще на первый план выступает вопрос о необходимости использования автономного источника электроснабжения, который, в свою очередь, может выступать элементом MicroGrid.

В качестве объекта исследования выступает локальный источник энергоснабжения микрорайона (энергоблок) (рисунок 1). Энергоблок включает в себя 9 газопоршневых электрогенерирующих установок (ГПУ) мощностью по 1,98 МВт (одна из установок в резерве). Потребители электроэнергии преимущественно жилые дома, величина нагрузки которых составляет 5,75 МВт, а также завод железобетонных изделий мощностью 4,9 МВт.

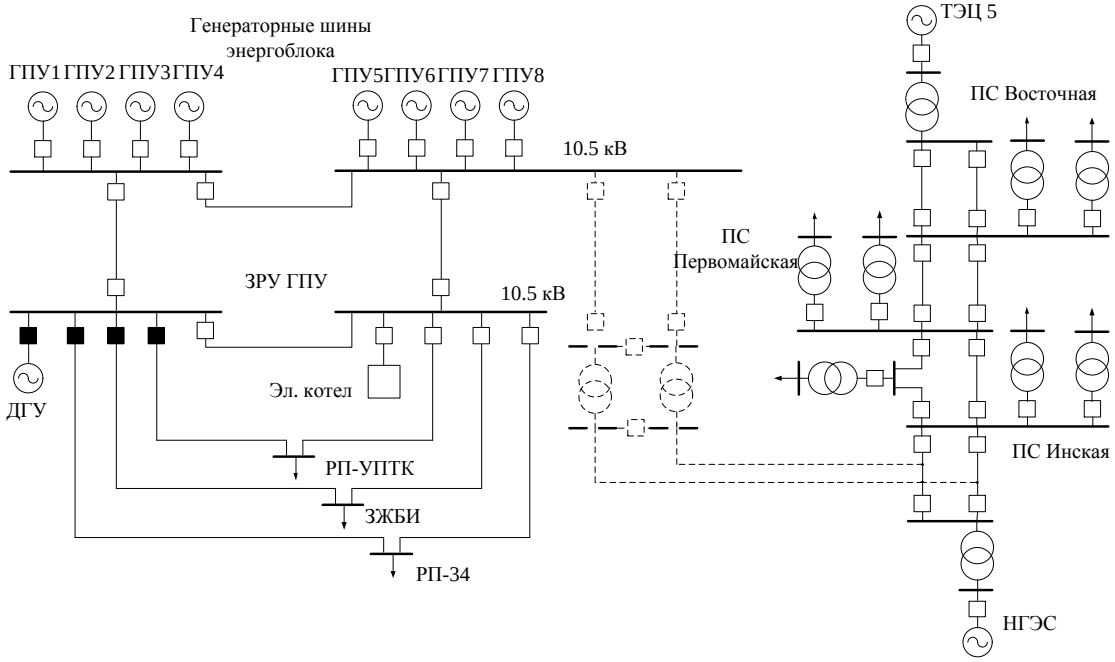


Рис.1. Схема электроснабжения микрорайона

Моделирование динамических процессов и расчеты режима сети MicroGrid выполнены на базе программного комплекса EUROSTAG, который включает стандартные модели генератора и двигателя ГПУ, регуляторы скорости и напряжения. Для исследования динамических свойств MicroGrid как при изолированной работе, так и при работе параллельно с внешней сетью, был проведен ряд нормативных возмущений, которые позволяют судить об устойчивости системы. На рисунке 2 изображены графики переходных процессов при внезапном отключении двух генераторов (изолированный режим), на которых видно, что при снижении частоты до 48,8 Гц происходит отключение части нагрузки (ОН) для предотвращения дальнейшего развития аварии.

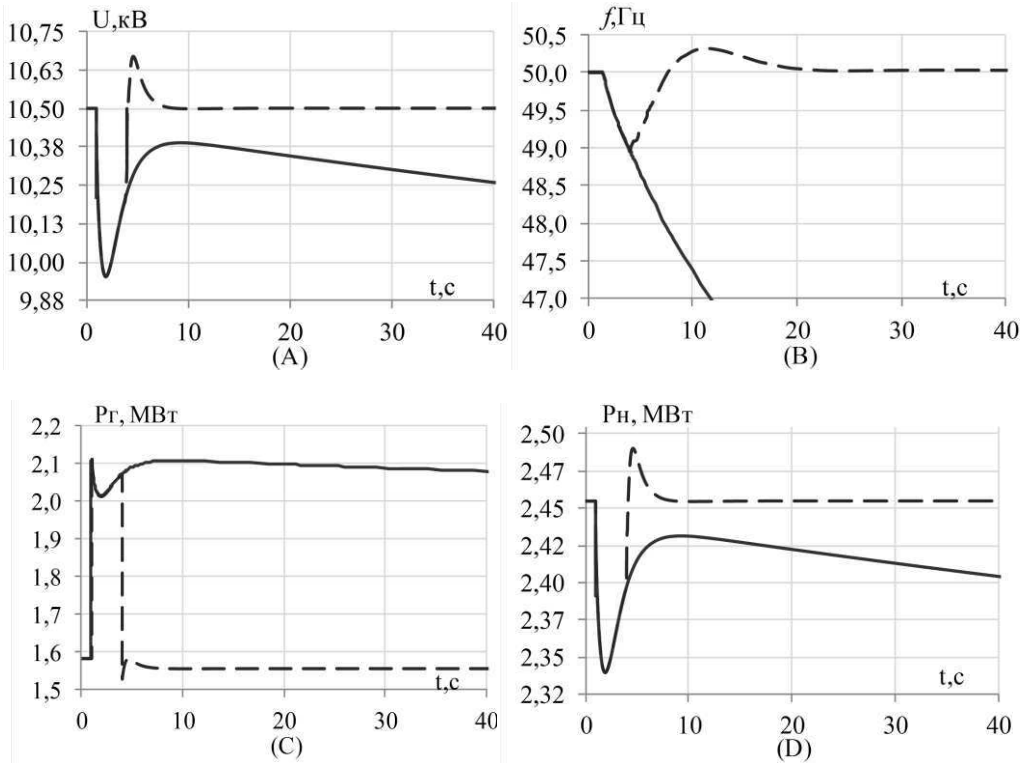


Рис. 2 (A) – изменение напряжения на генераторной шине энергоблока (кВ); (B) – частота MicroGrid (Гц); (C) – изменение мощности генератора ГПУ (МВт); (D) – изменение мощности нагрузки при отключении генератора (МВт).

Для сравнения был проведен похожий опыт, но уже с отключением трех генераторов ГПУ и при параллельной работе MicroGrid с сетью. Результаты, представленные на рисунке 3, показывают, что после окончания переходного процесса все режимные параметры лежат в области допустимых значений, причем отклонения весьма незначительные, и нет необходимости в ОН.

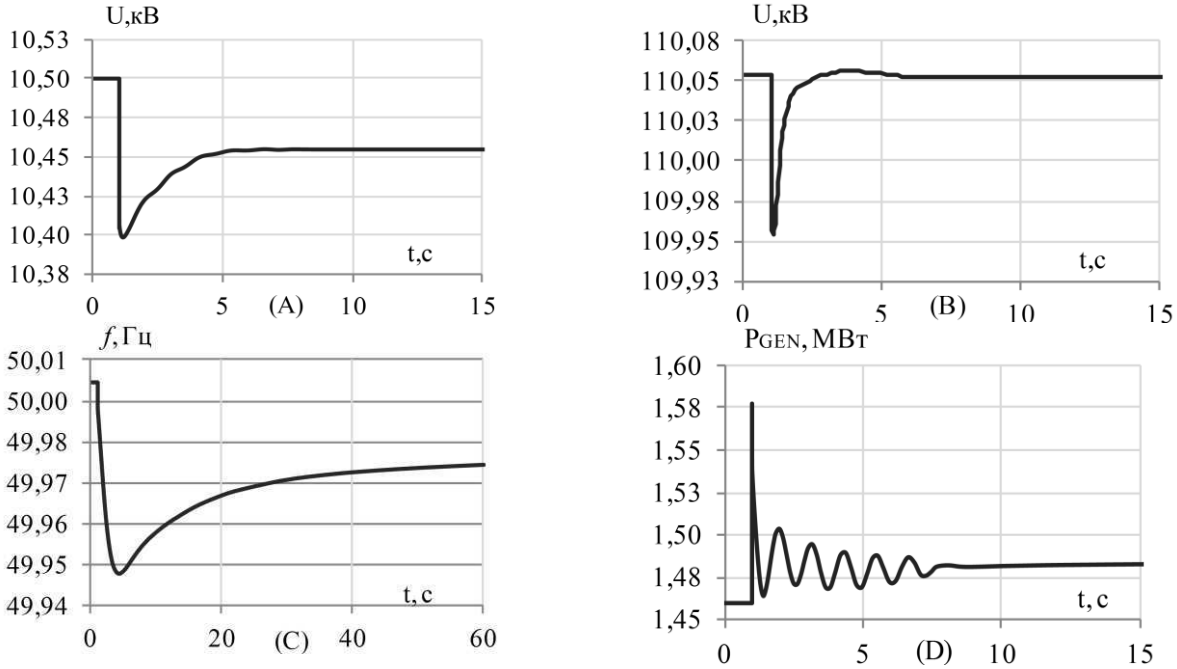


Рис.3. (A)Изменение напряжения на генераторной шине энергоблока (кВ); (B) – изменение напряжения на ПС Восточная (кВ); (C) – частота сети

Рассмотрим переход MicroGrid в автономный режим работы, вследствие КЗ на кабельной линии, соединяющей MicroGrid с сетью. КЗ происходит в момент времени t=1 с, отключении линии с обеих сторон – после действия релейной защиты (10 мс) и срабатывания выключателей (55мс) в t=1,065 с (рисунок 4).

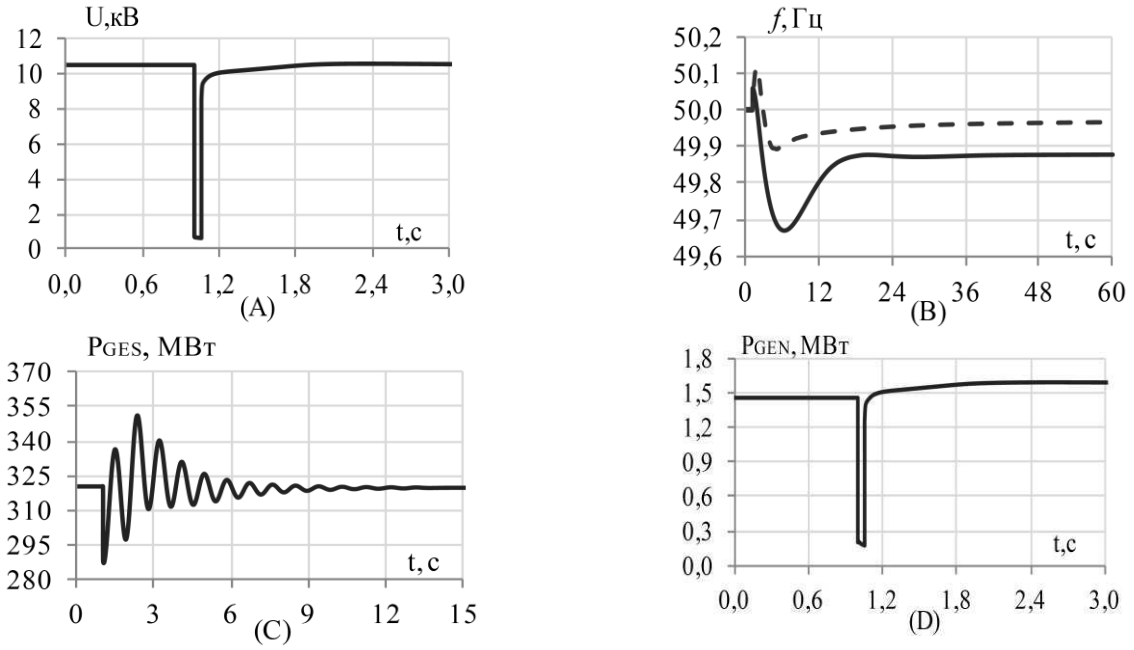


Рис.4. (A) – изменение напряжения на генераторной шине (кВ); (B) – частота в: сплошная линия – MicroGrid, пунктирная – сети (Гц); (C) – изменение мощности на НГЭС (МВт); (D) – изменения мощности генератора ГПУ (МВт).

Таким образом, MicroGrid – концепция малой распределенной энергетики, которая предполагает переход от централизованной системы к использованию разнообразных типов источников энергии, наиболее подходящих к данным природным условиям и особенностям конкретных потребителей (ГПУ, ГТУ, ВЭС, мини – ТЭЦ и т.д.). Объекты распределенной генерации – это новые элементы электроэнергетической системы, во многом с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Необходимые средства управления должны быть выбраны на этапе проектирования системы противоаварийного управления и могут быть скорректированы в процессе эксплуатации при возникновении новых схемно-режимных условий в энергосистеме, появлении новых технических средств и совершенствовании алгоритмов управления.

Проведенный анализ динамических свойств локального источника электроснабжения позволяет сделать выводы о возможности дальнейшего развития и его присоединение к энергосистеме. Однако при работе М в составе энергосистемы необходимо соблюдать ряд требований [4] для обеспечения нормальных режимов работы сети, должна быть проработана система автоматического противоаварийного управления в конкретном случае, что включает в себя построение структуры, выбор необходимых средств, принципов, алгоритмов и устройств управления, с применением FACTS-устройств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно - адаптивной сетью [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru.
2. Интеллектуальная энергетическая система России: проект реализации технологической платформы // Российское энергетическое агентство. – М., 2010. – 169 с.
3. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

4. Фишов А.Г. «Электрические сети с распределенной генерацией – Новые энергосистемы» / Материалы XI форума «Современные технологии промышленной автоматизации» – 7 мая 2014 г. – Новосибирск.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ С СЕТЬЮ СИНХРОННОГО ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО АГРЕГАТА С РЕГУЛЯТОРАМИ ВОЗБУЖДЕНИЯ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

С.В. Прокопченко[1], А.И. Кияница[2]
[1]Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, [2]Санкт-Петербургский государственный Политехнический университет, Институт энергетики и транспортных систем, кафедра «Электрические системы и сети»

Ввиду того, что традиционные источники энергии с каждым годом истощаются, все более остро встает вопрос об использовании альтернативной энергетики. Как нам известно, ветер является одним из видов возобновляемой энергии [1].

Целью работы является разработка модели синхронного ветрогенератора с различными регуляторами возбуждения и оценка возможной параллельной работы сетью в режимах пульсаций и порывов ветра.

В программном комплексе MatLab разработана модель энергосистемы (рисунок 1 и 2), включающей в себя синхронный ветрогенератор, работающий параллельно с сетью через шинопровод 0,4 кВ, трансформатор 0,4/10 кВ и кабельную линию 10 кВ. Параметры генератора соответствуют датской установке VestasV-112 с номинальным напряжением 0,4 кВ и мощностью P=3,3 МВт. Расчет переходных процессов осуществлялся программой MatLab путем решения системы уравнений Горева в относительных единицах методом Рунге-Кутта [4].

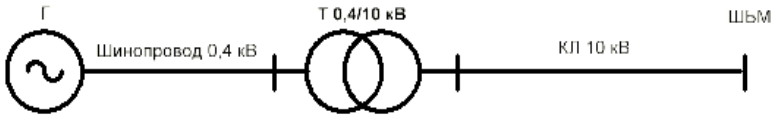


Рис.1. Электрическая схема передачи мощности

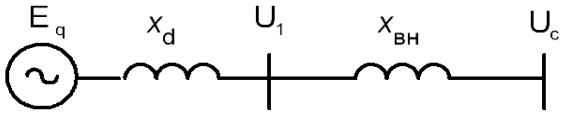


Рис.2. Расчетная схема энергосистемы. x_d=1,49 о.е., $x`_d$=0,239 о.е., $x``_d$=0,153 о.е., $x_{вн}$=0,184 о.е.

Смоделирована механическая мощность, создаваемая ветровым потоком с учетом того, что при прохождении лопастей через башню ветроустановки, возникают существенные пульсации этой мощности (рисунок 3) [2].

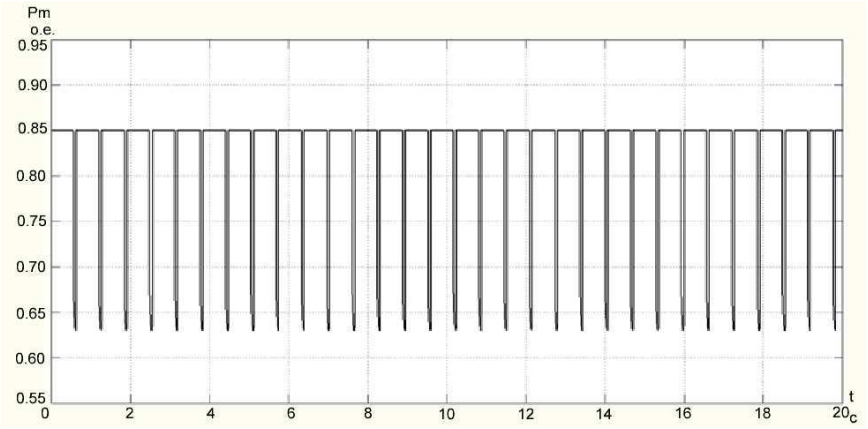


Рис. 3. Механическая мощность на валу ветрогенератора, смоделированный в среде MatLab

Механический момент на валу ветроколеса описывается известным аналитическим выражением [3]:

$$P_m = \frac{\pi R^2 \rho u^3}{2} \zeta(z, \phi) \qquad (1)$$

где $\zeta(z, \phi)$ – коэффициент использования энергии ветра (отношение полезной механической мощности вращающегося колеса к полной мощности воздушного потока, ометаемого ветроколесом); z – параметр, отвечающий за тип лопастей; φ – угол атаки ветрового потока ($\varphi=2^0$); R – радиус обметаемой лопастями поверхности, м; ρ – плотность воздуха, кг/м^3; u – скорость ветра, м/с.

Рассмотрен вопрос возникающих резких порывов ветра. Определен максимальный коэффициент порывистости, который составляет K=1,5. Исходя из (1) и рисунка 4, Величина перегрузки по механической мощности может достигать P_m=3,1 о.е.

Основной частью работы является вопрос устойчивости синхронного ветрогенератора при пульсациях и возможных резких порывах ветра.

При отсутствии регулирования наблюдаются существенные отклонения режимных параметров от номинальных значений вследствие пульсаций механической мощности. А при порывах ветра устойчивость генератора, нарушается. В связи с этим, использование регулятора возбуждения АРВ-СД может существенно увеличить предел передаваемой мощности.

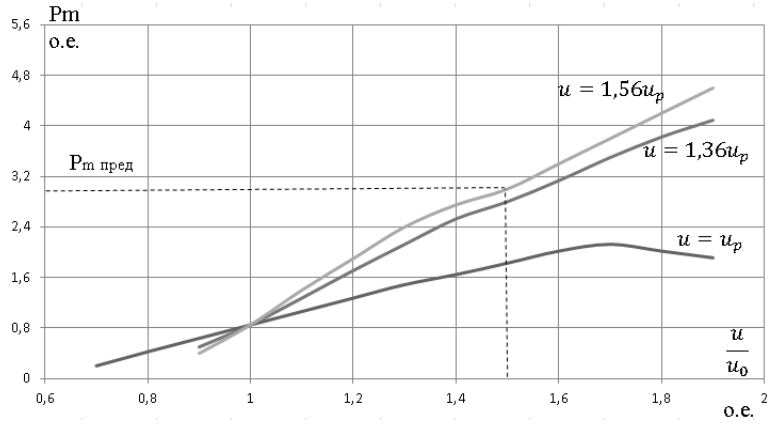


Рис. 4. Зависимость механической мощности на валу ветроколеса Pm от коэффициента $K = \frac{u}{u_0}$ и различных исходных значениях скорости ветра

Были использованы следующие каналы: отклонение напряжения на шинах генератора, производная напряжения, производная тока ротора, отклонение частоты напряжения, производная частоты напряжения (рисунок 6).

При настройке регулятора был использован квадратичный критерия качества по отклонению частоты генератора (рисунок 5) [5].

$$J = \int_0^{20} [\Delta w(t)]^2 dt \qquad (2)$$

где $\Delta\omega = \omega_0 - \omega(t)$ – отклонение переходного процесса от установившегося значения; ω_0 – номинальное значение частоты (ω_0=1 о.е.), $\omega(t)$ – текущее значение частоты, о.е.

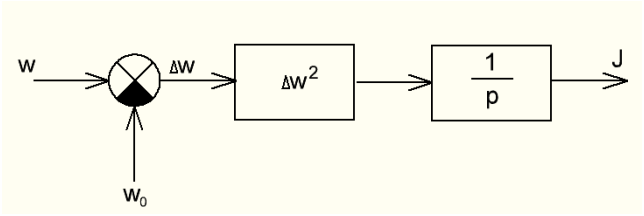


Рис. 5. Структурная схема для определения квадратичного критерия качества J

Критерий J является относительной мерой быстродействия системы регулирования. Чем меньше значение критерия J, тем меньше время регулирования. Соответственно, при выборе оптимальной настройки регулятора, необходимо следовать условию: $J \to \min$.

В результате чего, оптимальным значением коэффициентов усиления являются: K_{ou}=-100 ед.возб.ном./ед.ст.напр., K_{1u}=-7,2 ед.возб.ном./ед.ст.напр/с., K_{ow}=7 ед.возб.ном./рад/с, K_{1w}=5,5 ед.возб.ном./рад/с^2, K_{1if}=1,05 ед.возб.ном./ед.ст.тока/с.

Дополнительно к основной структуре АРВ было предложено ввести канал по отклонению электрической мощности с коэффициентом усиления K_{0Pe}=-2,5 ед.возб.ном./ед.ст.мощности. За счет этого удалось снизить колебания еще на 5%.

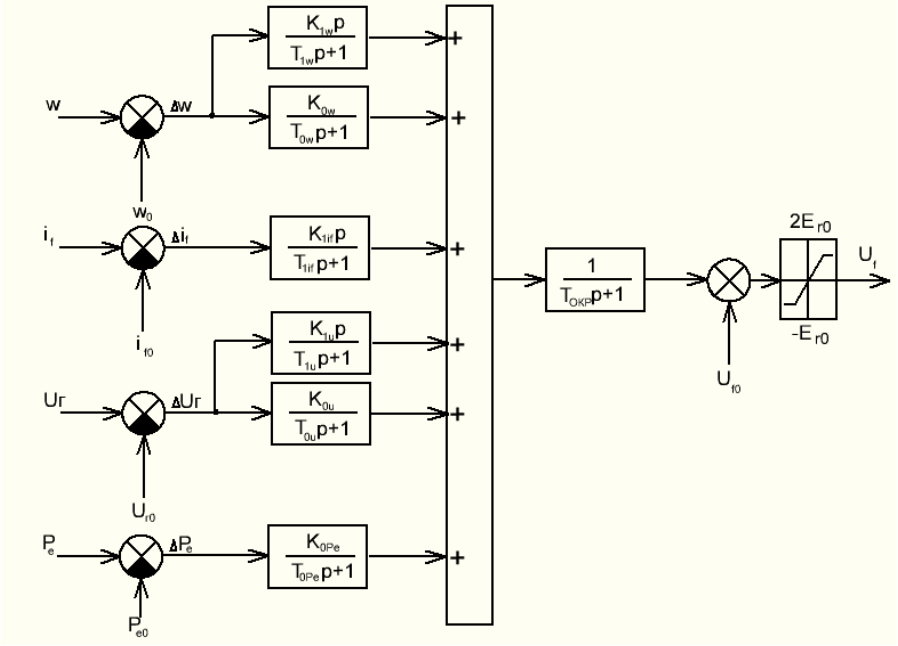


Рис. 6. Структурная схема регулятора сильного действия с дополнительным каналом по отклонению электрической мощности

Сильное регулирование успешно справляется с критическими порывами ветра (рисунок 7 и 8).

Произведено моделирование синхронного генератора с регулированием возбуждения с системным стабилизатором PSS 2B. Уровень колебаний выше по сравнению с

регулированием сильного действия на 11,5%. Помимо этого, при критических порывах ветра, где механическая мощность достигает 3,1 о.е., генератор с системой PSS 2B теряет устойчивость, что не скажешь об отечественном АРВ-СД.

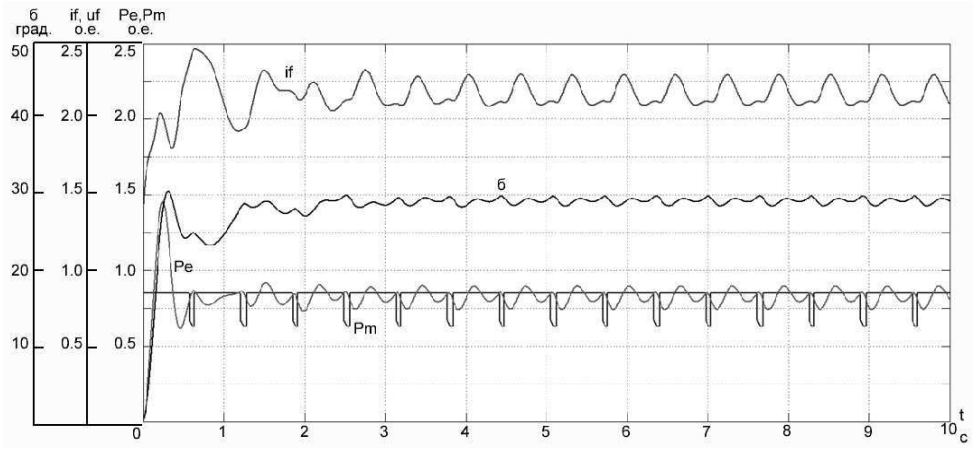


Рис. 7. Переходные процессы ветрогенератора с регулятором АРВ-СД с дополнительным каналом по отклонению электрической мощности. K=1,0, u=u_p.

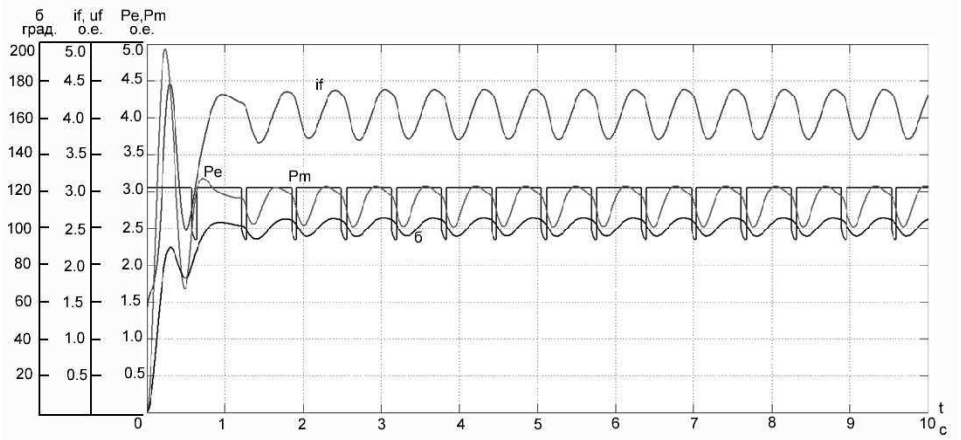


Рис.8. Переходные процессы ветрогенератора с регулятором АРВ-СД с дополнительным каналом по отклонению электрической мощности. K=1,5, u=1,56u_p.

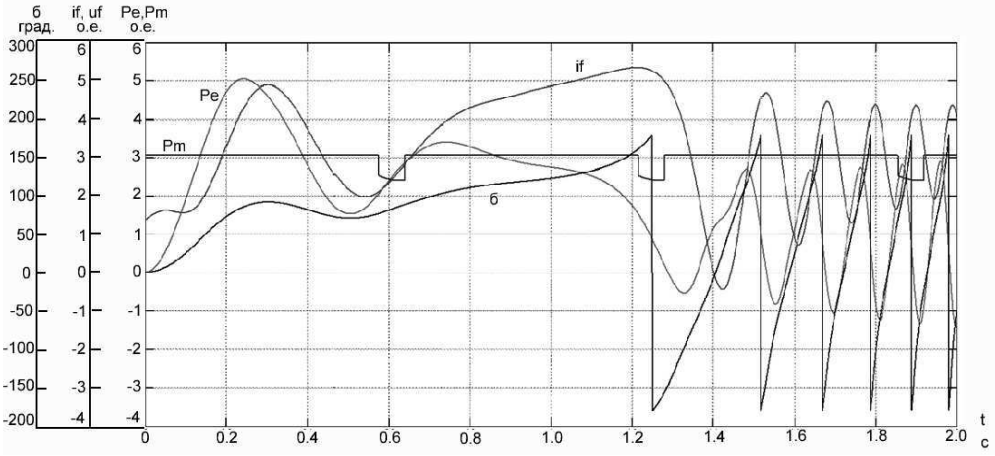


Рис. 9. Переходные процессы ветрогенератора с регулированием возбуждения со стабилизатором PSS 2B. K=1,5, u=1,56u_p.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нынешние ветроустановки с трудом конкурируют с традиционными электростанциями. При этом использование синхронного генератора (СГ) является более

простым и дешевым решением. Имевшие место 30 лет назад трудности использования синхронных генераторов в ветроэнергетике сегодня поддаются критике. Проблемы синхронизации, присущие СГ, особенно при порывах ветра, сегодня решаются путем применения современной автоматики точной синхронизации. Наблюдающиеся пульсации режимных параметров демпфируются путем применения регулирования возбуждения сильного действия. Предложенный канал по отклонению электрической мощности способен снизить пульсации еще на 5%. Возникающие порывы ветра при использовании регулирования возбуждения сильного действия не способны вывести генератор из синхронизма. Использование регулятора возбуждения с системой PSS 2B недопустимо и может привести к потере устойчивости генератора при порывах ветра.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ганага С.В., Николаев В.Г. О возможностях использования ветроэлектрических станций в единой энергосистеме России // Энергия единой сети. №3. 2013. С.68-79.
2. Беляков П.Ю., Панов Р.М. Анализ эффективности современных цепей преобразования энергии в ветроэлектрических установках большой мощности // Электротехнические комплексы и системы управления. №4. 2011. С.27-34.
3. Niels Vilsboll, Andrei Pinegin. Analysis of advantages of the double supply machine with variable rotation speed application in wind energy converters // DEWI Magazin. №11. 1997.
4. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в Matlab, SimPowerSystems и Simulink. М: ДМК Пресс, 2008. 288 с.
5. Юрганов А.А., Кожевников В.Л. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. СПб: Наука, 1996. 138 с.

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИУ ПОТРЕБИТЕЛЯ

И. Е. Лопатин, Т.Ю. Паниковская, Е.П. Шалина

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина

В последние годы заметно возрос интерес потребителей к строительству объектов малой генерации, которыми обычно считаются станции, установленной мощностью не более 30 МВт [1],производящие от одного до трех видов энергии (электричество, теплота и холод) и использующие как традиционные невозобновляемые, так и альтернативные возобновляемые источники (биогаз, биотопливо, торф). Наиболее распространенные объекты генерации малой мощности – дизельные, бензиновые генераторы, ГТУ, ПГУ, топливные элементы, солнечные установки, ветрогенераторы.

Влияние РГ на качество электроэнергии по всем уровням напряжения также неоднозначно: во-первых, РГ способствует повышению и стабилизации уровней напряжения на классах 6-35 кВ за счет возможности регулирования реактивной мощности, во-вторых, подключение установок через преобразователи приводит к ухудшению качества электрической энергии. Присоединение источников РГ к распределительной сети на синхронную работу увеличивает значения токов короткого замыкания, что может привести к необходимости замены коммутационных аппаратов, изменению настроек релейной защиты и автоматики.

Распределенная генерация усложняет оперативно-диспетчерское управление ЭЭС, смещая акцент на распределительную сеть, при этом режимы выдачи мощности РГ обладают

высокой неопределенностью, неравномерностью загрузки генераторных агрегатов и стохастичностью. Поэтому важным направлением дальнейшего развития распределенной генерации является разработка и совершенствования системы управления и наблюдаемости.

Отдельной проблемой для рационального управления ЭЭС является разработка принципов оптимизации режимов, которые должны учитывать новые регулирующие свойства энергопотребителей и их независимость от диспетчерских решений. Существующие математические модели и целевые функции оптимизации режима ЭЭС должны дополняться новыми ограничениями в форме равенств и неравенств, отражающими влияние РГ на критерии оптимальности. При этом следует подробно детализировать элементы и объекты ЭЭС, находящиеся на уровнях среднего напряжения I и II.

По данным [2] на 2012 год, суммарная установленная мощность источников распределенной генерации составляет: по Уральскому федеральному округу 3191 МВт, по Курганской области 2 МВт, по Свердловской – 55 МВт, по Тюменской – 3133 МВт, по Челябинской – 1 МВт.

Установки РГ способны выполнять следующие функции [1]:

– работать на выделенную нагрузку т.е. автономно в иностранной литературе такой режим работы называется Islanding;

– работать параллельно с основной сетью покрывая базовую часть нагрузки или, в пиковые часы, смещая максимум в непиковую зону;

– работать параллельно с основной сетью выдавая излишки мощности в систему;

– работать как устройство регулирования напряжения в «слабых» электрическтих сетях.

В условиях рыночной неопределенности развития электроэнергетической отрасли одним из наиболее популярных решений повышения надежности электроснабжения потребителей является размещение установок распределенной генерации (РГ) вблизи центров нагрузок. В этом случае снижаются риски дефицита мощности и потери электроснабжения от питающей подстанции основной сети, повышается надежность энергоснабжения, улучшаются показатели качества электрической энергии, снижаются потери мощности и электроэнергии.

В условиях РФ наибольшее распространение получили установки распределенной генерации, использующие в качестве основного вида топлива газ. Топливо является главным ценовым фактором при работе электростанции, работающих на ископаемых видах топлива – на него приходится около 80% эксплуатационных затрат. Поэтому стремление получить максимальную эффективность исходит из экономических соображений. Электростанции на базе газопоршневых установок служат эталоном в этом отношении: они имеют высокий коэффициент использования топлива и, как следствие, относительно низкий уровень топливной составляющей в эксплуатационных издержках.

Типовыми установками РГ являются: газопоршневые, газотурбинные, паротурбинные, парогенераторные. Выработка тепла значительно повышает КПД установки. Сравнительные характеристики РГ, работающих на невобновляемых первичных энергоресурсах приведен в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительные характеристики установок РГ

Показатель	ГПУ	ГТУ	ПТУ	ПГУ
Электрический КПД, %	до 48 %	до 40 %	до 36 %	до 38 %
Электрический и тепловой КПД, %	от 45 % до 90 %	от 30 % до 90 %	от 32 % до 86 %	от 45 % до 82 %
Удельный расход условного топлива без учета утилизации тепла, г.у.т./кВтч	0,375	0,300	0,325	0,200
Удельные кап. вложения, $/кВт	900-1200	800-1400	600-1000	900-1200

В различных работах, посвященных анализу РГ, предложены различные модификации многоцелевых математических моделей оптимизации размещения источников генерации. В моделях определяются оптимальные значения различных факторов: инвестиционные составляющие; снижение издержек на покупную энергию; изменение уровня напряжения в узлах электрической сети; снижение потерь мощности и электроэнергии и др.

В статье предложена методика сравнения эффективности строительства установок малой генерации у предприятий добывающих первичные энергоресурсы.

При оценке экономической эффективности установки РГ сравниваются два базовых варианта:

– централизованное электроснабжение при условии продажи энергоресурса, который в альтернативном варианте используется для производства ЭЭ на собственном объекте генерации;

– строительство и последующая эксплуатация нового объекта генерации при условии, что часть электроэнергии потребитель продолжает покупать у внешнего поставщика и платить за мощность с целью повышения надежности электроснабжения.

В качестве основных факторов рассматриваются:

– экономическая эффективность размещения источников у потребителя в условиях опережающего роста цен на первичные энергоносители (фактор F_1);

– влияние размещения объекта генерации на потери в электрической сети и изменение уровней напряжения у потребителей (факторы F_2, F_3).

В условиях централизованного электроснабжения частичные дисконтированные доходы (ДДД) предприятия складываются из выручки от продажи энергоресурса, за исключением расходов, связанных с покупкой необходимого объема ЭЭ и платы за мощность. Следовательно, сумма дисконтированных денежных потоков, приведенная к началу расчетного периода, может быть определена следующим образом:

$$D'_t = \sum_{t=0}^{T}\left[\left(R_g\left(1+\alpha_g\right)^t - Z_e\left(1+\alpha_e\right)^t\right)\left(1+\alpha\right)^{-t}\right] = \\ = \sum_{t=0}^{T}\left[\left(V_g c_g\left(1+\alpha_g\right)^t - \left(W_e c_e + 12 P_m c_p\right)\left(1+\alpha_e\right)^t\right)\left(1+\alpha\right)^{-t}\right], \quad (1)$$

где T – расчетный период; R_g и Z_e – выручка от продажи газа и затраты, связанные с покупкой ЭЭ у поставщика и платой за мощность; α – коэффициент дисконтирования (равный WACC[1] для потребителя); α_g и α_e – долгосрочные темпы роста цен на газ и электроэнергию; V_g – объем продаваемого газа; W_e – объем покупаемой электроэнергии у внешнего поставщика; P_m – максимальная потребляемая мощность в месяц; c_g, c_e, c_p – соответственно нерегулируемые цены на газ, электрическую энергию и мощность (в месяц).

Выражение (1) можно преобразовать, учитывая, что объем продаваемого газа приближенно определяется по формуле:

$$V_g = \upsilon_{0g} P_m T_{max}, \quad (2)$$

---

[1]**WACC – средневзвешенная стоимость капитала** (Weighted Average Cost of Capital, WACC), в которой каждая категория капитала учитывается пропорционально ее удельному весу. WACC применяется в финансовом анализе и оценке бизнеса.

где υ_{0g} – удельный объем газа; T_{max} – число часов использования максимальной мощности.

При альтернативном варианте – установке РГ у потребителя оплата за покупную ЭЭ, а также плата за максимальную заявленную мощность уменьшаются. Однако, с целью повышения надежности электроснабжения нередко потребитель часть электроэнергии продолжает покупать у внешнего поставщика.

Для производства ЭЭ потребитель использует собственный энергоресурс, поэтому его стоимость минимизируется, снижаются затраты, связанные с покупкой электроэнергии. При установке собственного источника генерации затраты на производство ЭЭ (для собственного потребления) определяются стоимостью эксплуатационных издержек, связанных с добычей газа c_{ee} и стоимостью эксплуатационных издержек, связанных с эксплуатацией и содержанием нового оборудования. Следовательно, при строительстве источника генерации с установленной мощностью P_s и последующей эксплуатации в течение расчетного периода T частичный дисконтированный денежный поток составит

$$D_t'' = \sum_{t=0}^{T} \upsilon_{0g} \left(P_m - P_s\right) T_{max} c_g \left(1+\alpha_g^*\right)^{-t} - \left(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2\right) -$$
$$- \sum_{t=1}^{T} \left[P_s T_{max} c_{ee} \left(1+\alpha_g^*\right)^{-t} + \left(\Delta W_e c_e + 12 \Delta P_e c_p\right)\left(1+\alpha_e^*\right)^{-t} \right] - \qquad (3)$$
$$- \sum_{t=1}^{T} \left[E_s \left(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2\right)\left(1+\alpha\right)^{-t} \right],$$

где K_s – капиталовложения в РГ, которые аппроксимируются квадратичной зависимостью [2]; Z_{ee} – годовые издержки, связанные с добычей и использованием газа для производства ЭЭ на собственном источнике; Z_e – годовые издержки на покупку оставшегося объема ЭЭ и плату за мощность; E_s – издержки на амортизацию, ремонты и обслуживание нового оборудования; $\Delta W_e = \left(P_m - P_s\right) T_{max}$ и $\Delta P_e = P_m - P_s$ – соответственно объем ЭЭ и заявленный максимум мощности, за которые потребитель платит поставщику; k_1, k_2, k_3 – коэффициенты аппроксимации капиталовложений в РГ [2].

При заданных условиях разность дисконтированных денежных потоков за период T определяется выражением

$$\Delta D_t = D_t'' - D_t'; \quad \left[\frac{\partial \Delta D_t}{\partial P_s}\right] = 0. \qquad (4)$$

С целью упрощения расчетов вводятся новые переменные, отражающие годовые расходы на покупку электроэнергии и плату за мощность $\left(\chi_0 = T_{max} c_e + 12 c_p\right)$, а также стоимость израсходованного газа $\left(\upsilon_0 = \upsilon_{og} T_{max} c_g\right)$.

Оценка экономической эффективности строительства РГ проводится в предположении, что переменные P_s и c_{ee} являются расчетными величинами. Значения всех остальных переменных известны на момент начала расчетного периода. Для поиска решения введится фактор F_1, определяющий целесообразность установки РГ и позволяющий найти допустимые пределы изменения мощности источника P_s.

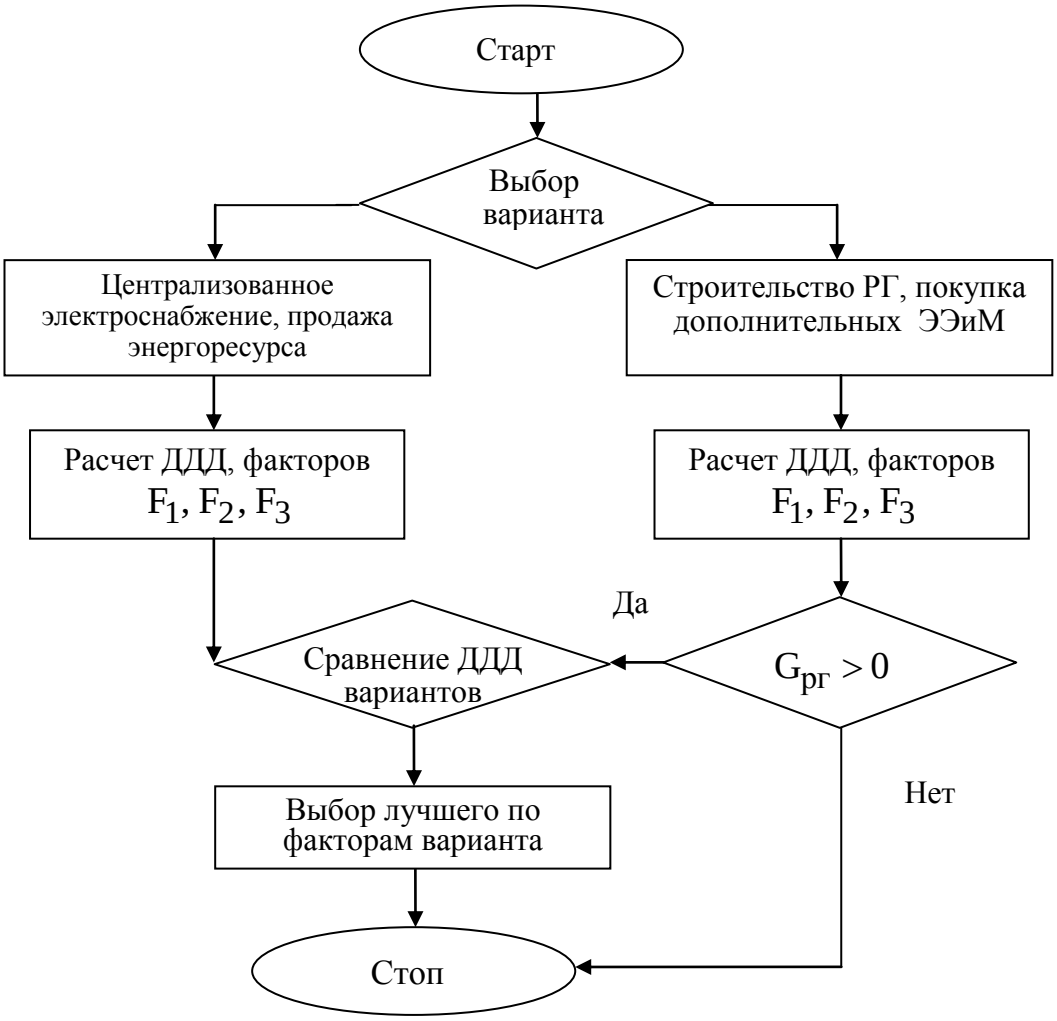


Рис.1. Алгоритм оценки целесообразности установки у потребителя распределенной генерации

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

3. Воропай, Н И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах // Малая энергетика – 2005: Сборник трудов. М.: 2005. Международная научно - практическая конференция «Малая энергетика-2005».
4. Лукутин, Б. В. Возобновляемые источники энергии. Томск: Изд-во: Томского политехн. института, 2008. 187 с.

Научный руководитель: Т.Ю. Паниковская, к.т.н., доцент кафедры техники высоких напряжений УралЭНИН, УрФУ.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В XXI ВЕКЕ

П.А. Глик
ФГАОУ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Институт природных ресурсов, кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

В XXI веке в энергетическом направлении является актуальным использование экологических систем, которые позволят развиваться странам и экономике еще долгие годы без особых проблем. Под экологическими системами следует понимать источники энергии, электроэнергии, которые не влияют пагубно на обстановку окружающего мира [1].

В настоящее время такие природные ресурсы как нефть, газ, каменный уголь используют в большинстве своем по топливно-энергетическому направлению. Это приводит к достаточно большим выбросам в атмосферу окислов углерода (особенно от углей), задымлению мегаполисов, а также к расточительному использованию природных ресурсов, добываемых сложным путем. В принципе при незначительных изменениях или при их отсутствии возможно и дальнейшее развитие электроэнергетики при использовании нефти, газа, но следует отметить, что данные ресурсы не вечны, они исчерпаются рано или поздно. Оценочный прогноз использования природных ресурсов при тех же темпах добычи, что и на 2014 год – нефти и природного газа – десятки стран-лидеров (табл. 1).

Таблица 1. Прогноз использования нефти и газа стран-лидеров [2]

Нефть		Природный газ	
Страна	Количество лет	Страна	Количество лет
Кувейт	145	Иран	221
Ирак	115	Катар	217
ОАЭ	112	Россия	174
Саудовская Аравия	88	Саудовская Аравия	171
Иран	68	Туркменистан	167
Россия	59	Нигерия	161
Ливия	57	Венесуэла	142
Индия	20	ОАЭ	112
Китай	20	Алжир	53
Бразилия	19	Китай	32

С учетом экспорта и увеличивающихся темпов добычи нефтяных мировых запасов хватит предположительно на 50 – 55 лет, запасов же природного газа до 85 – 95 лет. Что же касается запасов каменных углей, то здесь цифра несколько выше, но и воздействие на экологию значительно более сильное и негативное, чем от использования в качестве источника энергии газа и нефтепродуктов.

Ввиду данных тенденций остро стал вопрос о переходе на новый виток развития энергетики страны, с целью использованию природных ресурсов (нефти и природного газ) не по топливно-энергетическому направлению, а по химико-технологическому. С целью получения широкого спектра продуктов, требуемых на ранке потребления (полимеры, пластики, серосодержащие строительные материалы и другие).

Доля возобновляемой энергетики невысока в общей энергетике России – всего 8,5 %. Общая схема получаемой энергии страны приведена на рисунке 1.

Согласно рисунку 1 наименее развиты в России направления ядерной и

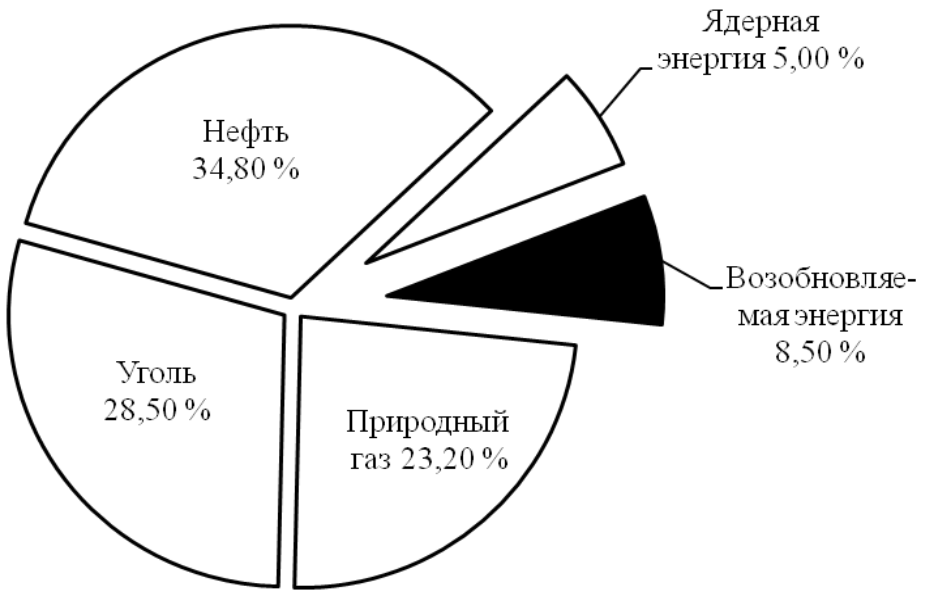


Рис. 1. Доля возобновляемой энергетики в общей электроэнергетике России [3]

возобновляемой энергетики. В то время как каждое из направлений является экологически и экономически более выгодными, чем расточительное использование природных энергоресурсов.

Источниками возобновляемой энергии могут служить практически любые природные изменения: ветер, приливы/отливы, солнечная энергия, вода – течение, а также энергия растений и животных, посредством переработки их отходов и продуктов жизнедеятельности, так называемые биотоплива. В результате пиролиза биомассы можно получать, метанол, этанол, биодизель, которые могут быть использованы в качестве основных источников энергии, высококачественных и экологически чистых [4].

Проблемы использования того или иного типа получаемой энергии обусловлены в большей мере природно-географическими характеристиками России. То есть невозможным является применение одного источника энергии на территории всей страны. Для северной части России, в отсутствии плотной лесистости, характерно наличие сильных ветров на протяжении всего года, но при этом солнечных дней слишком мало, чтобы использовать фотоэлементы с целью получения и перевода солнечной энергии (солнечные электростанции СЭС) в электроэнергию. Вся страна пронизана с юга на север могучими реками, что позволяет строить гидроэлектростанции (ГЭС) и получать миллионы ватт электроэнергии.

Ввиду низкой плотности населения в северных регионах страны, для таких регионов наиболее характерно строительство тепловых электростанций (ТЭЦ), работающих, как отмечалось выше, на экологически невыгодном сырье – угле, дизеле, в редких случаях на природном газе.

Что касается ядерной энергетики, то в России функционируют 10 атомных электростанций (АЭС), в составе которых 33 энергоблока. АЭС России вырабатывают около 24 ГВт энергии, что является достаточным для обеспечения электроэнергией всей Западной Сибири. При правильной эксплуатации АЭС данный источник энергии и тип энергообеспечения является наиболее чистым и экономически выгодным [5].

Эксплуатация ГЭС является самой дешевой, но с точки зрения экологии редко в каких источниках упоминают о воздействии на нерест рыбы, а также создаваемый на ГЭС

«электрозапор», который препятствует рыбе и другим водоплавающим животным прохождению через него, а также ходу естественного биологического цикла. Хотя при правильном строительстве ГЭС возможно избежание данных помех, и негативные последствия возможно избежать.

На территории России функционирует более 120 ГЭС, в составе которых 102 электростанции с проектной мощностью выше 100 МВт. Общая мощность ГЭС России около 45 ГВт, что практически в 2 раза выше, чем общая мощность АЭС России. Но невозможно избыточное строительство ГЭС на реках, поскольку необходимо с разумом подходить к флоре и фауне рек, а также учитывать регионы, которые будет обеспечивать данная ГЭС, потому в настоящее время не разрабатываются проекты по строительству новых ГЭС.

Что касаемо других типов возобновляемой электроэнергии в России, то наблюдается существенное отставание технического вооружения по наличию мощных, производительных СЭС, поскольку данный тип производства электроэнергии является самым дешевым, все затраты приходятся на строительство солнечных батарей и их монтаж. В остальном, в солнечных регионах России, на пустых от растительности землях, возможна установка огромного количества фотоэлементов и батарей, которые позволят генерировать энергию, суммарно большую энергии отечественных АЭС и ГЭС вместе взятых, до 100-120 ГВт.

Наиболее перспективной является энергия воздуха – ветряные электростанции (ВЭС), которые в отличие от СЭС занимают намного меньше места, поскольку занимают вертикальное положение, а не горизонтальное. Динамика роста значимости энергии ветра представлена (в МВт) очевидна на мировом масштабе (рис.2).

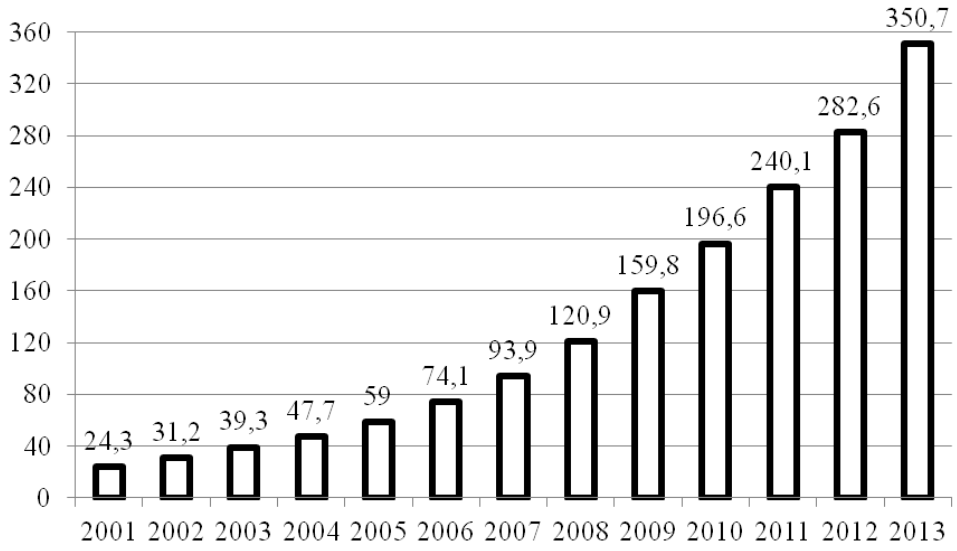


Рис. 2. Динамика увеличения производства энергии ветра в мире в МВт [6]

Наиболее перспективным с точки зрения экологии и затрат на реализацию проектов является ветроэнергетика. Как показано на рисунке 2, с 2001 года наблюдается увеличение доли энергии ветра в мировом балансе электроэнергетики почти в 15 раз, потому целесообразно отметить, что страны мира все больше начинают задумываться об экологической ситуации в мире, а также о замене одних источников энергии на другие.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований и анализов данных следует, что в ближайшие десятилетия остро встанет проблема о обеспечении страны электроэнергией ввиду истощения запасов природных ресурсов. Наиболее перспективными направлениями получения электроэнергии станут строительства ВЭС и СЭС. Мощность каждой станции будет составлять около 5-10 МВт для ветряной электростанции и 1-2 ГВт для солнечной.

Число действующих ГЭС останется примерно на прежнем уровне – чуть больше 120, что вполне обеспечит города, регионы, в которых расположены данные ГЭС. Атомная энергетика (или ядерное направление) развивается в настоящий момент и будет развиваться в дальнейшем. Но в реальном времени не ведутся проекты по разработке и строительству новых энергоблоков в стране.

У электроэнергетической отрасли всегда были проблемы по созданию новых источников энергии, но вместе с тем, здесь и реальные перспективы перехода к экологически чистой энергетике.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика. Учеб. пособие для сред. проф. образования: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений. М.: Издательский центр «Академия», 2005. 208 с.
2. Мордвинов А.А., Корохонько О.М. Теоретические основы добычи нефти и газа для операторов. Часть 3. Ухта: УГТУ, 2013, 107 с.
3. Дьяков А.Ф. Малая энергетика России. Проблемы и перспективы. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2011. 128 стр.
4. Вибе К., Кроппенштедт А., Рейни Т. и др. Биотопливо: перспективы, риски и возможности. Положение дел в области продовольствия и сельского хозяйства. Рим: Продовольственная и сельскохозяйственная организация Объединенных Наций, 2008. 157 с.
5. Серов Г.П. Разработка и внедрение системы экологического менеджмента на АЭС. М.: ГОУ ДПО ГАСИС, 2012. 162 с.
6. Каргиев В.М., Мартиросов С.Н., Муругов В.П. и др. Ветроэнергетика. Руководство по применению ветроустановок малой и средней мощности. М.: ИнтерСоларЦентр, 2011. – 62 с.

Научный руководитель: Ивашкина Е.Н., д.т.н., профессор, старший научный сотрудник кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики ФГАОУ НИ ТПУ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ – ВОДОРОСЛИ, ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ

Н.Н.Машина

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский государственный энергетический университет», институт теплоэнергетики, тепловые электрические станции

Современное общество к концу XX века столкнулось с энергетическими проблемами, которые иногда приводили даже к кризисам. Человечество старается найти новые источники энергии, которые были бы выгодными во всех отношениях: доступность, простота добычи, дешевая транспортировка, экологическая чистота, восполняемость. Уголь и газ отходят на второй план, их применяют только там, где невозможно использовать что-либо другое. В последнее время, особенно в зарубежных странах, одно из важных мест занимают альтернативные источники энергии. Все чаще учеными обсуждаются вопросы об использовании энергии водорослей в качестве нового альтернативного энергоресурса. На

сегодняшний день основным средством борьбы с вредными выбросами промышленных предприятий является ввод очистных сооружений, назначение которых заключается, в извлечении из отходящих газов определенного количества различных вредных компонентов. Однако после очистки количество загрязняющих веществ остается все же высоким. Использование энергии водорослей – это экономически эффективный способ получения разнообразного химического сырья и горючего из загрязняющих атмосферу выбросов от тепловых электростанций и других производств. [1]

Существует 150 родов и 400 видов водорослей, такие как спириллы, сценедесмус, хлорелла и многие другие. В процессе фотосинтеза водоросли, при помощи зеленого пигмента хлорофилла, поглощают солнечную энергию, и при её участии усваиваемые из внешней среды молекулы CO_2 и H_2O преобразуются в молекулы органических веществ. В результате этого процесса в атмосферу выделяется свободный кислород, а энергия солнца преобразуется в химическую энергию. Энергетическая природа процесса фотосинтеза такова, что при усвоении одного грамм-моля CO_2(44г) и при образовании соответствующего количества вещества (около 3г) фотосинтезирующие организмы усваивают 112ккал энергии:

CO_2+H_2O свет/хлорофилл $(CH_2O) + O_2 \rightarrow 112$ ккал

Фотосинтетическая активная энергия – это энергия видимых лучей солнечного спектра от 380 до 720 нм, которая поглощается хлорофиллом и другими пигментами (каротиноиды).

Водоросли не содержат серы и иных токсичных веществ, что не скажешь про нефть; хорошо разлагаются микроорганизмами и, что самое главное, обеспечивают высокий процент выхода готового к использованию топлива: для некоторых видов доходит до 50% от исходной массы.

В ниже рассматриваемой промышленной установке, представленной на рисунке 1, выбросы от тепловой электростанции превращаются в биодизельное горючее. Этому способствуют несколько тонн водорослей, которые размножаются в больших прозрачных колбах, находящихся на солнце. Основная проблема, препятствующая быстрому приросту массы водорослей, считается малая доля попадания солнечного света в толщу водно-растительной смеси, всего лишь несколько сантиметров, из-за чего падает эффективность использования крупных ёмкостей. Но вскоре учеными был разработан такой принцип работы фотобиореактора, при котором обеспечивалось равномерное перемешивание солнечного света и питательных веществ, для получения хорошей продукции.

В колбы, содержащие воду и водоросли, постоянно добавляют питательные вещества, пропуская дымовой газ — напрямую из станционной трубы. Водоросли, для которых углекислый газ является основным «продуктом питания» впитывают его, начинают интенсивно размножаться.

Далее полученную зеленую массу пропускают через ступень сушки, которая выполняет функцию отделения воды от рабочего состава и направляет её обратно в биореактор. Высококонцентрированный раствор, полученный из водорослей, направляется в следующую секцию установки. Его концентрация в 30-40 раз больше, чем в реакторе. Данная разработка позволит получать из биомассы дизельное топливо, различные спирты, метан, водород с синтез-газом, и просто — брикеты твёрдой биомассы для разнообразного дальнейшего использования.

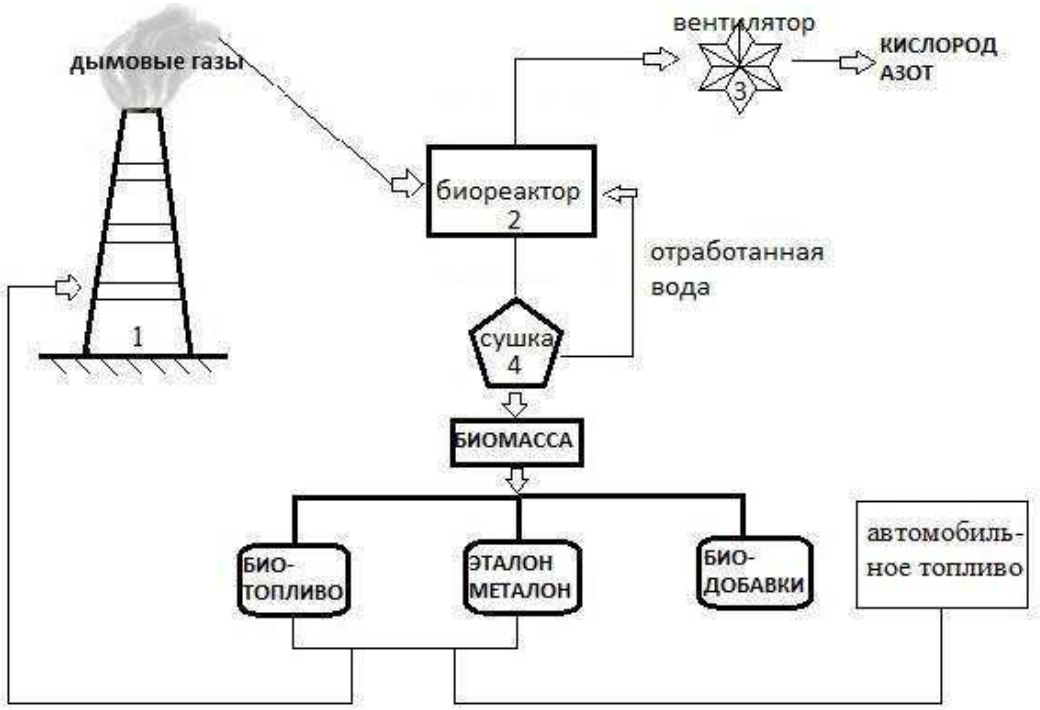


Рис.1. «Система снижения выбросов углекислого газа с пользой в виде выработки нового топлива»1 — дымовые газы тепловой электростанции, 2 — биореактор с водорослями, 3 — вентилятор, 4 – ступень сушки.

Одна из главных задач производства по данной системе — выбрать наиболее выгодный вид водорослей, с большим содержанием липидов, крахмала и белка, который является сырьем для синтеза горючего, схожим как у сои и канолы. Статистика показывает сравнительный анализ: соя даёт 180 литров сырья (масла) с одного акра (1акр=0,4 га); канола — 530 литров, а водоросли – почти 40 тысяч литров.

Данная установка позволяет реализовать следующие задачи:

1) использовать безотходную технологию;

2) значительно улучшить экологическую обстановку местности и сохранить окружающую среду от вредных выбросов в атмосферу;

3) получить разнообразную продукцию, с дальнейшим полезным ее использованием.[2]

Таким образом, наиболее благоприятной средой для обитания водорослей являются озёра, болота, моря. Стоит также отметить, что чем больше загрязненность используемой воды, тем продуктивнее будет рост численности водорослей. Также как и для любых растений, их рост зависит от трех немаловажных факторов: солнечный свет, обязательно вода и пища для водорослей – углекислый газ. Водоросли обладают свойством аккумулировать различные жирные кислоты и липиды в качестве материала для строения мембраны, их содержание зависит от типа и вида водорослей, которое находится в пределах от 2,5% до 50% от общего веса.

Применение водорослей позволяет превратить техногенные отходы производства электроэнергии — газовые выбросы, в ценное сырье для выращивания водорослевой биомассы. Так, повышение концентрации углекислого газа в биомассе многократно увеличивает скорость её роста. В среднем, при промышленных масштабах выращивания водорослей, использование примерно 2 тонн углекислого газа трансформируется в получение одной тонны водорослей. Кроме того, одним из важных элементов питания водорослей, как и многих объектов живой природы, является азот, также содержащийся в газовых выбросах ТЭС в виде его окислов. Таким образом, выращивание водорослей,

помимо производства товарной продукции, позволяет решить и часть экологических проблем.

Данный вид использования энергии водорослей не наносит вредного воздействия на окружающую среду и более эффективен в тех регионах, где наблюдается более длительная продолжительность светового дня в виду того, что для протекания этого процесса необходимо большое количество световой энергии. Поэтому чтобы затраты электроэнергии на работу оборудования были минимальными, используют самый экономический способ получения этой энергии от солнечного света.

Такая установка может прежде всего заинтересовать европейские страны, которые на данный момент ищут альтернативные виды энергии. Среди самых популярных источников биотоплива - рапс, но его надо выращивать, в отличие от водорослей, которые быстро растут, поглощая углекислый газ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Сибикин, Ю. Д. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии / Ю.Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. — 2-е изд., стер. — М., 2012. — 232 с.
2. Пенджиев, А.М. Безотходный гелиобиотехнологический комплекс для производства БАД / А.М. Пенджиев, М.А. Пенжиев// Альтернативная энергетика и экология. – 2013. – №08(130). – с.57-63.

ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ И ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕРАКТИВНЫХ МЕТОДОВ ОБУЧЕНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ СТУДЕНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ

О.А. Малышева
Дальневосточный государственный университет путей сообщения

Одним из требований к условиям реализации основных образовательных программ подготовки бакалавра, специалиста и магистра на основе Федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования (ФГОС ВПО) является широкое использование в учебном процессе активных и интерактивных форм проведения занятий в сочетании с внеаудиторной работой с целью формирования и развития профессиональных навыков обучающихся.

Удельный вес занятий, проводимых в интерактивных формах, определяется главной целью образовательной программы, особенностью контингента студентов и содержанием конкретных дисциплин. В целом в учебном процессе они должны составлять, например, по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника» бакалавриат – не менее 20 процентов, магистратура того же направления – не менее 40 процентов аудиторных занятий.

Интерактивное обучение – это специальная форма организации познавательной деятельности, целью которого является создание комфортных условий обучения, при которых студент чувствует свою успешность, свою интеллектуальную состоятельность, что делает продуктивным сам процесс обучения, дать знания и навыки, а также создать базу для работы по решению проблем после того, как обучение закончится [1].

В настоящее время происходит активное освоение и внедрение интерактивных методов обучения в системе высшего профессионального образования, но многие преподаватели технических дисциплин не редко сталкиваются с трудностями применения интерактивных методов в образовательном процессе, такими как:

– незнание содержания метода;
– неумение применять его на практике;
– непонимание места метода в структуре занятия;
– неверие в эффективность применения методов в процессе обучения [2].

Другими словами, интерактивное обучение – это диалоговое обучение, в ходе которого осуществляется взаимодействие между студентом и преподавателем и между самими студентами.

Задачами интерактивных форм обучения являются:

– пробуждение у студентов интереса к учёбе;
– эффективное усвоение учебного материала;
– самостоятельный поиск учащимися путей и вариантов решения поставленной учебной задачи (выбор одного из предложенных вариантов или нахождение собственного варианта и обоснование решения);
– установление воздействия между студентами, обучение работать в команде, проявлять терпимость к любой точке зрения, уважать право каждого на свободу слова, уважать его достоинства;
– формирование у студентов мнения и отношения;
– формирование жизненных и профессиональных навыков;
– выход на уровень осознанной компетентности студента [3].

Современная педагогика предлагает множество интерактивных подходов к обучению, например: круглый стол (дискуссия, дебаты), мозговой штурм, деловые и ролевые игры,

мастер класс, тренинг, кейс-метод, метод проектов, групповая работа с иллюстративным материалом, обсуждение видеофильмов, лекция с заранее объявленными ошибками и т.д.

Рассмотрим интерактивные методы обучения, применение которых получило положительный отзыв участников занятий – студентов Электроэнергетического института ДВГУПС.

Разминка – интерактивный метод обучения, *целью* которого является актуализация обсуждаемых вопросов и выполняемых действий на практическом занятии.

Является наиболее универсальной формой интерактивных занятий, может проводиться как самостоятельный метод обучения, так и являться первым этапом занятий, проводимых методами: «мозговая атака/штурм», деловая игра и др., а также на лабораторных занятиях перед делением на подгруппы, когда проводится постановка задачи и формулируется цель лабораторной работы.

Проводится фронтально со всей группой.

Задачи метода:

– формирование общего представления об уровне владения знаниями у студентов, актуальными для занятия;

– развитие коммуникативных навыков;

– снятие психологического барьера на занятии.

Методика проведения:

Организационный этап заключается в предварительной формулировке вопросов по теме занятия по количеству студентов в группе. Вопросы не должны быть ориентированы на прямой ответ, а предполагают логическую цепочку из полученных знаний, т.е. конструирование нового знания.

Основной этап – проведение разминки. Вопросы задаются студентам либо последовательно и тогда ответы выслушиваются после каждого вопроса отдельно, либо сразу некоторым количеством, что позволяет выслушать все ответы с последующим их анализом.

Этап рефлексии – подведение итогов. Преподаватель дает оценку полученных ответов на предложенные вопросы, определяя необходимые знания для работы на практическом занятии.

Регламент разминки зависит от вида занятий и на практических занятиях может составить 10 – 15 мин., этап рефлексии – 5 минут.

По дисциплине «Информационная электроника электропривода» по теме «Электронные автогенераторы гармонических колебаний» была предложена задача: определить условия самовозбуждения индуктивно-ёмкостного, активно-ёмкостного, с фазосдвигающей цепью и кварцевого автогенераторов.

С целью актуализации знаний по изучаемой теме была проведена разминка.

Для начала студентам предлагается сформулировать условия самовозбуждения автогенератора в общем виде так, чтобы это помнил каждый студент.

Далее поясняется каждое понятие, упомянутое в условиях самовозбуждения автогенераторов в приложении к каждому из видов автогенераторов.

На доске студентам предлагается зачертить схемы изучаемых устройств с кратким объяснением разновидностей положительных обратных связей в них, чтобы получилось четыре вида устройств.

Задаются заранее сформулированные вопросы:

– какой должен быть вид амплитудно-частотной и передаточной характеристик цепи положительной обратной связи для возникновения устойчивых гармонических колебаний?

– как составить уравнения для вывода условий самовозбуждения генераторов (баланса амплитуд и баланса фаз) и др.

После полученных ответов организуется процесс составления уравнений и их решения для вывода условий самовозбуждения предложенных видов автогенераторов.

На этапе рефлексии, после окончательной формулировки студентами условий самовозбуждения генераторов, предлагается зачитать формулировку условий из учебника с анализом сделанных неточностей.

При проведении разминки на практических занятиях выявляется степень готовности студентов к изучаемой теме. В случае сложной формулировки вопросов или неподготовленной аудитории преподаватель должен начинать разминку с самого простого вопроса, ответ на который очевиден всем, далее формулировать развернутые и сложные вопросы. Кроме подготовленных заранее вопросов должны приветствоваться вопросы, возникшие у студентов в процессе разминки.

Одним из видов кейс-технологий, как средства интерактивного обучения, является метод анализа конкретных ситуаций (АКС, в некоторой литературе case-study). Данный метод имеет множество модификаций, одной из которых является кейс-метод. *Цель* этого метода – научить студентов анализировать информацию, выявлять ключевые проблемы, выбирать пути решения, оценивать их, находить оптимальный вариант и формулировать последовательность действий.

Задачи метода:

– установление межпредметных связей;

– развитие аналитического и системного мышления;

– получение навыков презентации результатов проведенного анализа, оценки последствий, связанных с принятием решений;

– развитие коммуникативных навыков и навыков работы в команде.

Методика проведения:

Организационный этап – введение в изучаемую проблему. В зависимости от сложности кейса, они раздаются за день до занятия или непосредственно на занятии. Организация работы над заданием и обсуждение ситуаций планируется в малых группах, например в тех, на которые делятся студенты при выполнении лабораторных работ. Преподаватель начинает занятие с контроля знания студентами содержания задания. Далее участники задают преподавателю вопросы с целью уточнения ситуации и получения дополнительной информации, которая фиксируется на доске для последующего обсуждения.

Основной этап – работа над заданием, презентация, общая дискуссия. Каждая группа работает над полученным заданием, представляет свой вариант решения в виде устного доклада, далее следует обсуждение представленного решения.

Этап рефлексии – подведение итогов. Преподаватель оценивает принятые решения, поставленные вопросы, а также работу студентов на занятии.

Использование кейс-метода при выполнении практикума по дисциплине «Информационная электроника электропривода» по проектированию системы управления автоматизированного комплекса на основе двоичных датчиков.

Цель занятия заключается в том, что студентам предлагается составить схему управления механизмом, используя заданный базис логических элементов, предварительно определив количество параметров, по которым он контролируется.

Сформированные группы по 4-5 человек начинают работу над заданием с осмысления ситуации, описание которой одновременно отражает не только проблему проектирования системы управления механизмом, но и актуализирует определенный комплекс знаний, который необходимо усвоить при разрешении данной проблемы.

На этапе организации занятия для участия в презентации и общей дискуссии в группах выделяются спикер, оппонент, эксперт. Спикер занимает лидирующую позицию, организует обсуждение на уровне группы, формулирует общее мнение группы. Оппонент внимательно слушает предлагаемые позиции во время дискуссии и формулирует вопросы по предлагаемым решениям. Эксперт формирует оценочное мнение по предлагаемой позиции своей группы и сравнивает с предлагаемыми позициями других групп.

Согласно заданию группам предлагается решить следующие задачи: определение количества датчиков, контролирующих состояние автоматизированного комплекса;

составление таблицы истинности; запись логической функции; преобразование логической функции в соответствии с заданным типом логических элементов; составление схемы управления из заданных логических элементов; проверка на схеме правильности её работы.

Время для работы над заданием, презентацией, обсуждением в группе и оценки предлагаемых решений: 2 часа самостоятельная работа при подготовке к занятию, 2 часа практических занятий.

Метод проектов ориентирован на самостоятельную работу студентов – индивидуальную, парную, групповую, которую они выполняют в течение определенного времени. Примером применения такого метода является объединение студентов в небольшие группы, которые разрабатывают, например, схему проведения эксперимента на лабораторном занятии, а также индивидуальная работа студента над традиционным курсовым проектом с последующей публичной его защитой.

Этот метод обучения есть аналитическая работа, которая позволяют улучшить навыки логического мышления, максимально раскрыть творческие возможности студентов и стимулирует их к научно-исследовательской работе.

Портфолио– это технология работы с результатами учебно-познавательной деятельности студентов, использующаяся для демонстрации, анализа и оценки образовательных результатов, развития рефлексии, повышения уровня осознания, понимания и самооценки результатов образовательной деятельности [3]. Коллекция работ за определенный период времени (семестр или учебный год), которая оценивается либо с точки зрения прогресса обучающегося, либо с точки зрения соответствия учебной программе.

Использование такого метода в учебном процессе способствует развитию у студентов навыков работы с различными видами учебной и профессиональной информации, формированию профессиональной рефлексии, а также профессиональных и общекультурных компетенций. Примером применения такого метода является план и отчеты по научно-исследовательской работе магистранта в семестре.

Портфолио может формироваться в бумажном варианте, а также на сайте учебного заведения или в социальных сетях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренные в настоящей статье интерактивные методы обучения направлены на повышение активности студентов и их мотивации к учебно-профессиональной деятельности. Они позволяют студентам идентифицировать себя с учебным материалом, перейти от пассивного усвоения знаний к их активному применению в реальных ситуациях профессиональной деятельности, что способствует повышению качества подготовки будущих специалистов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Двуличанская Н.Н. Интерактивные методы обучения как средство формирования ключевых компетенций // Наука и образование: электронное научно-техническое издание. 2011. № 4. С. 1-10.
2. Косолапова М.А. Положение о методах интерактивного обучения студентов по ФГОС 3 в техническом университете: для преподавателей ТУСУР. Томск: ТУСУР, 2012. 87 с.
3. Ступина С.Б. Технологии интерактивного обучения в высшей школе: учебно-методическое пособие. Саратов: Издательский центр «Наука», 2009. 52 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ПОДГОТОВКЕ СТУДЕНТОВ ВУЗОВ

И.С. Целуковский
ФГАОУ ВПО Сибирский федеральный университет Саяно-Шушенский филиал,
кафедра ГГЭЭС

В настоящее время в связи с изменением целей образования и разработкой нового Федерального государственного образовательного стандарта, меняется и методика преподавания в высшем учебном заведении. Новый стандарт основан на компетентном подходе, ориентированном на получении студентами практических знаний и диктует необходимость внедрения новых методик преподавания. Знания полученные студентом при обучении в ВУЗе несколько расходятся со знаниями, необходимыми на производстве. Связано это в основном с тем, что на производстве используется узконаправленное программное обеспечение, которое новоиспеченному работнику приходится осваивать.

Современные достижения в области информационных технологий также диктует необходимость внедрения новых методик преподавания. Работы в данном направлении ведутся, но результаты как правило представляют собой разного рода электронные курсы. При этом, потенциал современных компьютеров и программного обеспечения в области моделирования динамических систем при обучении используется очень мало.

Таким образом, возникает проблема недостаточного уровня подготовки с одной стороны и отсутствия необходимых методик для такой подготовки с другой стороны. Рассмотрим данную проблему в рамках одного направления, например 140200.62 «Электроэнергетика». Среди прочих дисциплин этой специальности одними из наиболее важных являются:

- «Электрические системы и сети»;
- «Электрические станции и подстанции»;
- «Электроснабжение»;
- «Релейная защита и автоматика»;

Для данного ряда дисциплин возможно использовать динамическую модель учебной энергосистемы в качестве наглядного примера. Такая динамическая модель представляет собой интерактивную среду, копирующую поведение реальной энергосистемы. Динамическая модель может быть реализована на базе режимного тренажера диспетчера Финист (далее РТД Финист). Плюсы такого подхода:

1. Наглядное обучение принципу построения и управления энергосистемой.
2. Максимальная приближенность к реальным условиям.
3. Возможность моделировать практически любые ситуации, начиная от коротких замыканий и заканчивая выводом оборудования в ремонт.
4. Изучение поведения ЭЭС в конкретной ситуации, такой как: анализ режимов, проверка алгоритмов противоаварийной автоматики, оценка надежности прогнозируемых режимов.
5. Возможность использования тренажера в научно-исследовательских и магистерских работах.
6. Использование данного РТД как в обучении, так и на производстве.

РТД Финист используется во всех региональных диспетчерских управлениях (РДУ) и объединенных диспетчерских управлениях (ОДУ) России, что автоматически снимает проблему недостаточного уровня подготовки студентов. Данный режимный тренажер представляет собой программный комплекс, предназначенный для подготовки оперативно-диспетчерского персонала электроэнергетических систем. Он разработан с расчётом на продолжительный жизненный цикл. Кроме того, учитывается современный уровень и перспективы развития аппаратных средств, операционных систем и программных технологий [1].

Практическое занятие с использованием РТД Финист следует проводить в виде «игры» с распределенными ролями между членами группы. В рамках такого занятия выделяются следующие роли:

1. Инструктор.
2. Главный диспетчер.
3. Диспетчер станции.
4. Оперативный персонал станции.

Некоторые роли могут быть совмещены, в частности, роль «Инструктор» и «Главный диспетчер» может выполнять только преподаватель, в то же время роль «Главный диспетчер» может выполнять и один из студентов. Роли «Диспетчер станции» и «Оперативный персонал станции» выполняются студентами и также могут быть совмещены.

Обязанности ролей:

1. Инструктор. Распределяет студентов по подстанциям, управляет запуском и остановкой модели энергосистемы, определяет комплекты релейной защиты и сценарий аварии. Также следит за должным исполнением своих ролей студентами и дисциплиной на занятии.

2. Главный диспетчер. Отвечает за состояние энергосистемы в целом. Может изменять состояние энергосистемы, отдавая команды подчиненным. В его подчинении находятся все «Диспетчеры станции». Не может выполнять оперативные переключения.

3. Диспетчер станции. Отвечает за состояние отдельной подстанции. Может изменять состояние подстанции, отдавая команды подчиненным. В его подчинении находится «Оперативный персонал станции». Не может выполнять оперативные переключения.

4. Оперативный персонал станции. Выполняет оперативные переключения на станции по команде «Диспетчера станции».

В практическом занятии участвует группа студентов составом от 3 до 15 человек. Роли, в зависимости от количества человек, распределяются следующим образом:

1. В группе назначается «Главный диспетчер».

2. За каждым из оставшихся студентов закрепляется подстанция и присваиваются роли «Диспетчера станции» и «Оперативного персонала станции» каждому из них.

3. Если студентов больше чем подстанций, то создается несколько пар таким образом, чтобы под управлением находилось максимальное количество подстанций. Роли «Диспетчер станции» и «Оперативный персонал станции» в паре должны быть распределены.

4. В случае если студентов меньше чем подстанций, то последние распределяются так, чтобы под управлением находились наиболее крупные подстанции. Оставшиеся подстанции поступают под управление «инструктора», а режим и события в системе выбирается таким образом, чтобы избегать воздействия на эти подстанции.

До занятий допускается группа студентов предварительно прошедших инструктаж и изучившие обязанности каждой роли.

Курс практических занятий рассчитан на студентов старших курсов и должен насчитывать 18 академических часов, среди которых 6 часов отводятся на инструктаж, изучение обязанностей для каждой роли и обучению взаимодействию с моделью энергосистемы, 10 часов на моделирование и разбор ситуаций в энергосистеме и 2 часа на итоговое занятие в конце которого каждому студенту группы выставляется оценка, выделяя следующие критерии:

1. Правильность принятых решений.
2. Своевременность принятия решений.
3. Взаимодействие в группе.

В паре студентов, оценка выставляется паре, а не каждому студенту.

Рассмотрим пример практического занятия. Считаем, в группе 15 студентов. «Инструктором» назначается «Главный диспетчер». Подстанций в схеме 12 (схема представлена ниже на рисунке 1), поэтому «Инструктор» создает две пары из студентов и закрепляет за ними подстанции «Куранская ГЭС» и подстанция «Ивановская». Остальные

студенты распределяются им по оставшимся подстанциям. Таким образом, один студент выполняет роль «Главного диспетчера», десять студентов совмещают роли «Диспетчер станции» и «Оперативный персонал станции», еще двое выполняют роль «Диспетчер станции» и оставшиеся двое - роль «Оперативный персонал станции». Распределив студентов по подстанциям, «Инструктор» рассаживает их за рабочие места, затем запускает модель, выбирает комплекты релейной защиты (РЗ) и сценарий занятия. Допустим по сценарию в энергосистеме «ЭС-3» появился дефицит активной мощности. На это изменение должен среагировать «Главный диспетчер», и отдать команду на включение генераторов «Куранской ГЭС». «Диспетчер станции», получив эту команду, определяет какие именно переключения нужно произвести, и отдает соответствующие команды «Оперативному персоналу станции». Последний должен выполнить данные команды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении хочется отметить, что вышеизложенная методика уже имеет практическое применение в Саяно-Шушенском филиале СФУ, в частности в РТД «Финист», опираясь на [2] и [3] была создана учебная модель энергосистемы, в которой реализована вышеизложенная методика. Модель энергосистемы насчитывает 12 подстанций, которые могут управляться студентами.

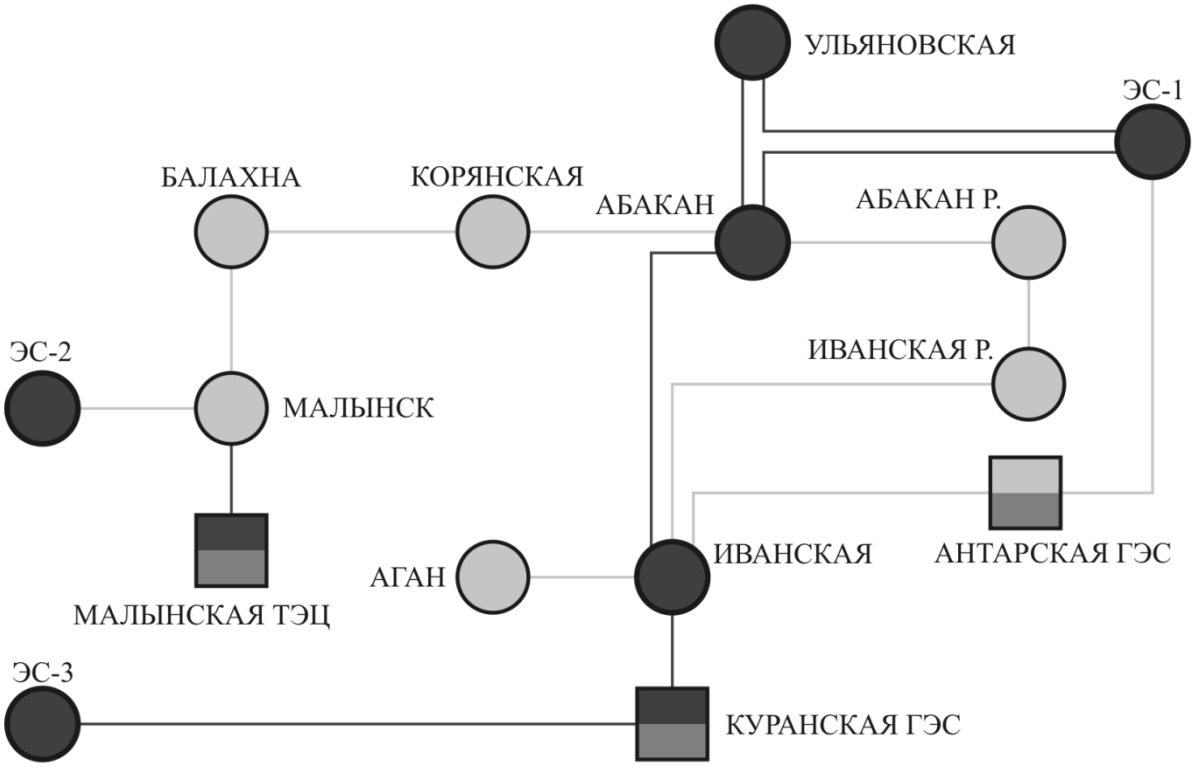


Рис. 1. Принципиальная схема учебной энергосистемы

В данной модели присутствует 3 генерирующих, 2 транзитных, 2 нагрузочных и 5 транзитно-нагрузочных подстанции. Также в модели присутствует 3 внешних энергосистемы ЭС – 1, ЭС – 2, ЭС – 3.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Брошюра Финист, стр. 2 / http://www.monitel.ru/files/downloads/products/Broshyura%20%20Finist.pdf
2. Рожкова Л. Д., Электрооборудование электрических станций и подстанций, Издательский центр «Академия» 2009, 6-е изд.
3. Файбисович Д. Л., Справочник по проектированию электрических сетей, ЭНАС, 2012, 4-е изд.

Научный руководитель: Л. В. Толстихина к.т.н, доцент кафедры гидроэнергетики гидроэлектростанций электроэнергетических и электрических систем (ГГЭЭС) ФГАОУ ВПО Сибирский федеральный университет Саяно-Шушенский филиал.

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВЕДЕНИЯ ПРИКЛАДНОГО ПАКЕТА «ANSYS MAXWELL» В УЧЕБНУЮ ПРОГРАММУ ДЛЯ БАКАЛАВРОВ

О. В. Тихонова
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина,
Уральский энергетический институт, кафедра «Электрические машины»

В настоящее время многие российские вузы перешли на двухуровневую систему образования. После первых четырех лет обучения студенту присваивается степень бакалавра, при продолжении обучения в течение двух лет студент имеет возможность получить ученую степень магистра. В этой ситуации основной проблемой является сокращение лекционного времени на подготовку бакалавров и увеличения времени на самостоятельную работу студента, что в конечном итоге требует разработки дополнительного методического обеспечения, учитывающего изменения в учебных программах студентов-бакалавров.
В процессе получения образования студентами – бакалаврами направления «Электроэнергетика и электротехника» по профилю «Электромеханика» важным аспектом является обучение основам проектирования электромагнитных преобразователей: как трансформаторов, так и электрических машин.

Обычно во время учебного проектирования студенты, обучающиеся по инженерным программам, пользуются готовыми методиками расчета, которые представлены в различной литературе. Например, расчет асинхронных двигателей выполняется по методике, изложенной в пособии И.П. Копылова «Проектирование электрических машин». [1]
С помощью этой методики можно определить геометрические размеры статора, ротора, зубцовой зоны статора и ротора, параметры магнитной цепи, а также рабочие и пусковые характеристики асинхронных двигателей. По результатам расчета студентами выполняется сборочный чертеж проектируемого двигателя.

К сожалению, используя методику из пособия И.П. Копылова, студент не имеет наглядного представления о процессах, происходящих в машине. Например, студент не видит картины распределения силовых линий магнитного поля, созданного токами статора и ротора асинхронного двигателя, картину распределения плотности тока в стержнях ротора при пуске двигателя.
Кроме того, для проектирования важно уметь представить конструкцию машины в объеме, а для студентов, зачастую, это вызывает наибольшие затруднения.

В связи с вышесказанным, учитывая также тот факт, что в новых учебных планах сокращены затраты времени на обучение бакалавров, необходимо вносить изменения в учебную программу таким образом, чтобы уровень подготовки специалистов повышался. Одним из способов решения указанной проблемы может выступать введение в учебный процесс современных специализированных прикладных программ, позволяющих представлять модели проектируемых электромагнитных преобразователей, выполнять различные виды расчетов, представлять зонные и векторные картины электромагнитных полей, потокосцеплений, определять распределение потерь в устройстве, направление и модули механических сил и т.д.

В качестве одного из таких пакетов может выступать программа «ANSYSMaxwell». Программа имеет удобный для пользователя интерфейс, позволяет выполнять поверочные расчеты, анализировать проектируемый двигатель в режимах 2D и 3D.

Встроенное в программу приложение RMxprt предоставляет возможность автоматического электромагнитного расчета машин стандартной конструкции, работающих как на переменном, так и на постоянном токе. Для прорисовки геометрии специализированных электрических машин, имеющих нестандартную конструкцию, можно использовать встроенные в программу примитивы. Они позволяют наглядно представить конструкцию проектируемых машин и в плоскости, и в объеме, что немаловажно для обучения. Это позволит студентам уже на начальном этапе проектирования изобразить электромеханический преобразователь, при необходимости вносить изменения в конструкцию, а преподавателям облегчит поиск ошибок в работе студента. На рисунке 1 представлен асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором, геометрия которого была создана при помощи RMxprtMaxwell. Рис. 2 изображает синхронный явнополюсный генератор, смоделированный в пакете «ANSYSMaxwell» с помощью графических примитивов.

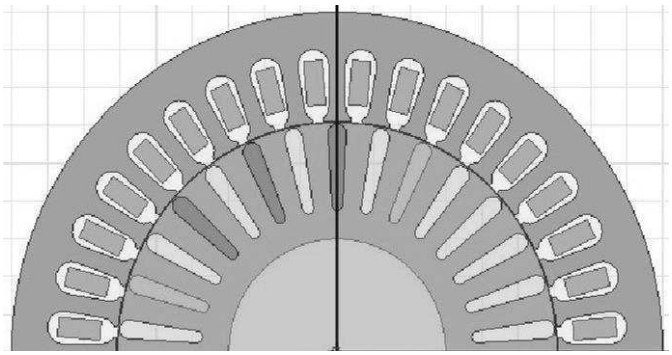


Рис. 1. Асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором

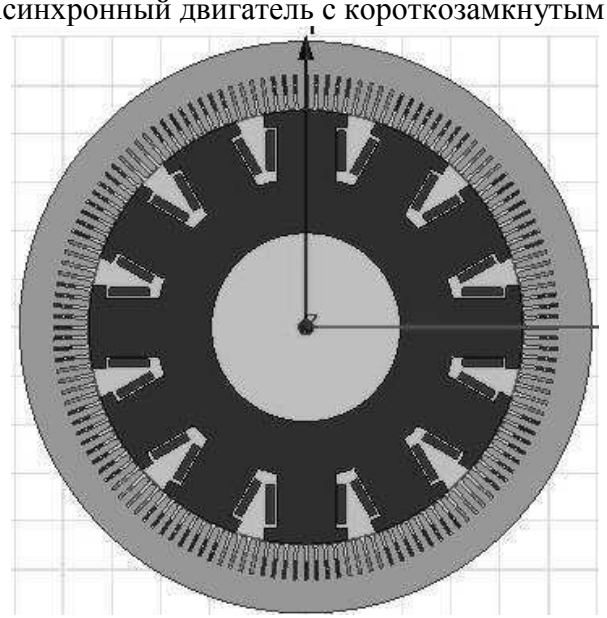


Рис. 2. Явнополюсный синхронный генератор

Стоит отметить, что «ANSYSMaxwell» «дружелюбен» по отношению к другим графическим редакторам, таким как «Компас» и «AutoCad». При необходимости можно использовать готовую геометрию машины, построенную в вышеназванных редакторах, открыв ее в «ANSYS».

Встроенное приложение RMxprtMaxwell также дает возможность выполнить несколько вариантов расчета одного и того же преобразователя при сокращении трудоемкости и времени на проведение расчета. Данная задача выполняется с целью сравнения нескольких полученных вариантов и выбора наиболее подходящего для определенных условий. Таким образом, студент будет иметь больше времени на анализ и осмысление полученных результатов, что немаловажно для становления будущих специалистов.

Кроме того, с помощью пакета «ANSYSMaxwell» можно построить наглядные картины физических процессов и проверить теоретические знания на практике, например, увидеть распределение магнитных полей в машине, пути замыкания основных потоков и потоков рассеяния, что показано на рисунках 3 и 4, а также оценить влияние этих процессов на работу преобразователя.

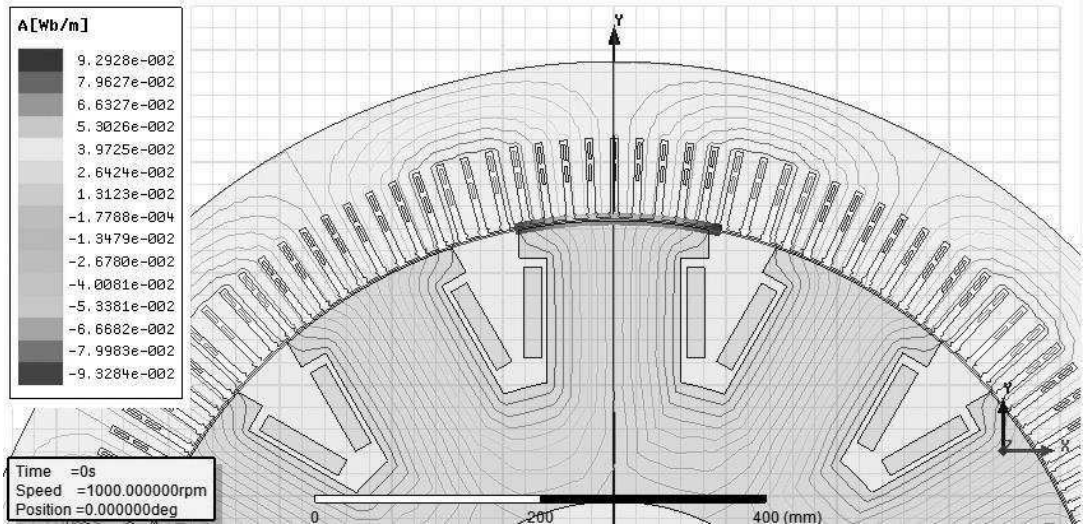


Рис. 3. Распределение линий магнитного потока в синхронном явнополюсном генераторе

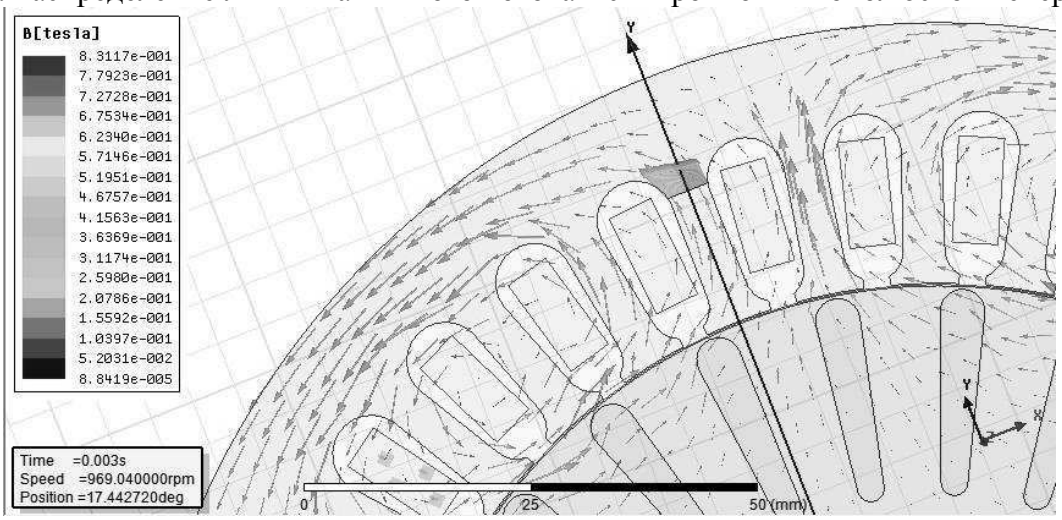


Рис. 4. Направление линий магнитной индукции в асинхронном двигателе

Для того чтобы убедиться в справедливости результатов, выдаваемых пакетом, был выполнен расчет асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором типа АО2-32-6 с помощью методики, представленной в пособии И.П. Копылова, и проведено сравнение результатов расчетов по классической методике с данными, полученными с помощью пакета «ANSYS». Параметры для сравнения приведены в таблице 1. Исходные обмоточные данные двигателя АО2-32-6, необходимые для расчета, были взяты из справочника. [2]

Таблица 1 – Результаты расчета параметров асинхронного двигателя АО2-32-6, полученные в программе «ANSYSMaxwell» и по методике из пособия И.П.Копылова в сравнении с исходными данными

Название параметра	Обозначение	Численное значение		
		ANSYS Maxwell	Методика из пособия И.П.Копылова	Исходные данные
Коэффициент мощности	cos φ	0,74	0,79	0,77
Коэффициент полезного действия	η	0,82	0,84	0,81
Кратность пускового тока	$I_{пуск}/I_{ном}$	6,2	5,8	6,5
Кратность пускового момента	$M_{пуск}/M_{ном}$	1,8	1,9	1,8
Кратность максимального момента	$M_{мах}/M_{ном}$	2,5	2,2	2,2
Индукция в воздушном зазоре	B_{δ}, Тл	0,7	0,71	0,71

Результаты расчетов, полученные с помощью прикладного пакета «ANSYSMaxwell», могут быть представлены в виде числовых значений, графических зависимостей, как на рисунке 5, либо в виде отдельных картин поля с цветным индикатором (рисунки 3 и 4).

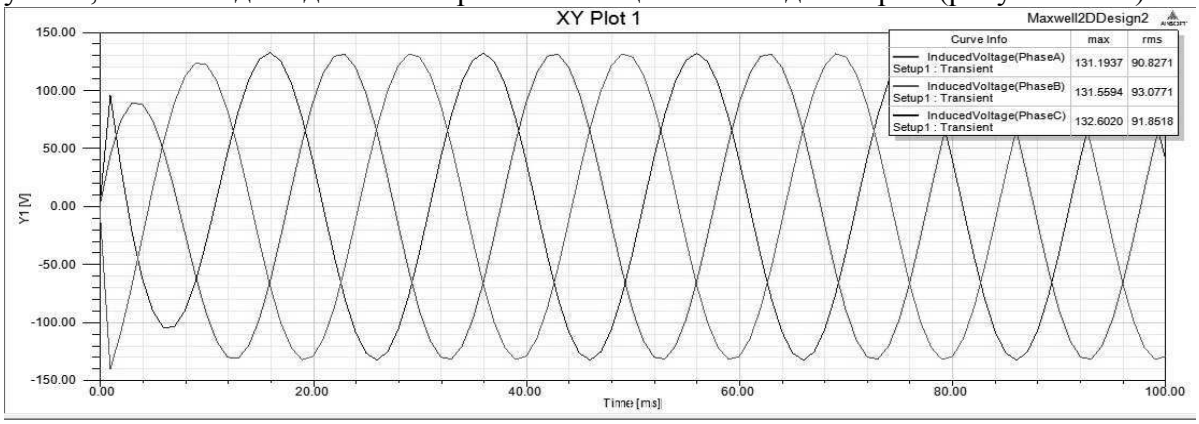


Рис. 5. Фазные напряжения асинхронного двигателя типа АО2-32-6

Сравнение результатов расчета с помощью различных подходов к проектированию показало, что прикладной пакет «ANSYSMaxwell» дает реальные результаты расчетов, а также более полную информацию о проектируемом объекте, позволяет получить наглядные картины различных физических процессов, построить геометрию модели преобразователя, сократить время на проведение расчетов. Пакет удобен при использовании, имеет достаточно гибкий интерфейс и адаптирован непосредственно для решения задач электромеханики. С помощью «ANSYS» могут быть решены задачи электростатики, электродинамики, механики, термодинамики. Другими словами, мы получаем комплексный

подход к проектированию, в котором можно рассматривать сразу несколько факторов, влияющих на электромеханический преобразователь.

На основании вышесказанного рекомендуется ввести данный программный пакет в процесс учебного проектирования. Это поможет повысить качество образования студентов - бакалавров при уменьшении затрат времени на их обучение, а также повысить качество знаний будущих специалистов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Копылов И.П. Проектирование электрических машин. М.: Высшая школа, 2002, 496 с.
2. Антик И.В. Обмоточные данные асинхронных двигателей. М-Л: ГЭИ, 1938, 100 с.

Научный руководитель: Анатолий Трофимович Пластун, профессор, д.т.н., зав. кафедрой «Электрические машины» УралЭНИН УрФУ.

РАЗРАБОТКА УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДИСЦИПЛИНЫ "ОРГАНИЗАЦИЯ В ЕЭС РОССИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ. ЧАСТОТНАЯ ДЕЛИТЕЛЬНАЯ АВТОМАТИКА"

А.В.Паздерин,В.А.Тащилин,П.В. Чусовитин, Г.С. Шабалин
Екатеринбург, ул. Мира 19, ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Аннотация. В статье изложено описание дисциплины, посвященной вопросам поддержания частоты в энергосистеме в нормальных и аварийных режимах. В разработанной дисциплине затрагиваются вопросы первичного и вторичного регулирования частоты, противоаварийного управления вообще и автоматического ограничения снижения частоты в частности. Отдельное внимание уделено вопросам частотной делительной автоматики.
Разработанная дисциплина направлена на формирование у студентов необходимых знаний и навыков для настройки автоматических устройств, участвующих в процессе поддержания частоты, а также практических навыков моделирования и анализа аварийных событий в энергосистеме, связанных со снижением частоты.
Учебно-методическое обеспечение дисциплины разрабатывалось совместно с Российским Национальным Комитетом Международного Комитета по Большим Энергосистемам Высокого напряжения (РНК СИГРЭ).

Ключевые слова: АОСЧ, АЧР, регулирование частоты, учебная дисциплина, ЧДА.

Введение. Аварийные события, сопряженные с образованием дефицита активной мощности представляют серьезную опасность для устойчивой параллельной работы ЕЭС России. Для успешной ликвидации таких событий в ЕЭС России используется сложная многоуровневая система противоаварийного управления, включающая в себя различные виды автоматики. Успешная работа автоматической системы существенно зависит от ее начальных настроек. Начальные параметры должны определяться высококвалифицированным персоналом, обладающим пониманием принципов работы автоматической системы и имеющим представления об основных физических свойствах энергосистемы.

В этой связи, задача подготовки таких кадров является одной из важнейших задач при обучении магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» поскольку, предполагается, что именно магистры должны составить основу высококвалифицированного персонала, ответственного за настройку автоматических систем, отвечающих за поддержание частоты. С одной стороны, у студентов должно быть сформировано представление об организации средств поддержания частоты в энергосистеме, представление

о физике процессов, происходящих в энергосистеме при отклонении частоты. С другой стороны, будущие специалисты должны приобрести практические навыки определения параметров срабатывания автоматики ограничения снижения частоты, анализа и моделирования переходных процессов, связанных со снижением частоты.

Для решения обозначенных задач была разработана дисциплина «Организация в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при дефиците активной мощности. Частотная делительная автоматика». Среди задач изучения данной дисциплины можно выделить:

Изучение средств поддержания частоты в энергосистеме в нормальных и аварийных режимах; изучение динамических свойств энергосистемы в процессах, связанных со снижением частоты;

Изучение вопросов, связанных с выделением электростанций на автономную работу при глубоком снижении частоты;

Освоение методик настройки автоматик, предотвращающей аварийное снижение частоты и полное погашение энергосистемы;

Приобретение практических навыков анализа небалансов и связанных с ними аварийных ситуаций, сопровождающихся снижением частоты;

Приобретение практических навыков моделирования переходных процессов в энергосистеме, связанных со снижением частоты и выделением энергоблоков на автономную работу.

Структура курса. В рамках дисциплины можно выделить теоретическую и практические части, последняя, в свою очередь, включает в себя комплекс лабораторных работ и индивидуальное домашнее задание. Кроме того, лекции сопровождаются примером энергосистемы, для которого демонстрируются основные моменты расчетов, которые необходимо будет выполнить в домашнем задании. Содержание курса графически представлено на рисунке 1.



Рис. 1. Структура курса

Дисциплина сопровождается методическими материалами, дающими рекомендации по ее самостоятельному изучению начиная от календарного плана изучения теоретического материала и заканчивая методическими указаниями к выполнению практической части курса. Кроме того, разработан сайт на котором будут выложены материалы курса и будет формироваться база вопросов-ответов.

В рамках курса предложены методические рекомендации по прохождению практики в оперативно-диспетчерской центре энергосистемы. Они содержат план совместной работы студента и руководителя практики.

Содержание лекционного материала. В структуре теоретической части дисциплины можно выделить на три раздела:

Регулирование частоты: принципы регулирования частоты, первичное регулирование, организация АРЧМ ЕЭС России;

Противоаварийное управление: обзор системы противоаварийного управления ЕЭС России, примеры крупных аварий, автоматика ограничения снижения частоты;

Частотная делительная автоматика (ЧДА): работа тепловой автоматики, собственных нужд энергоблока, схемы выделения ЧДА, допустимый небаланс, алгоритмы работы, настройка ЧДА.

При изучении первого раздела освящаются принципы регулирования частоты, организация регулирования частоты в ЕЭС России (в особенности система АРЧМ ЕЭС России). При разработке этих тем использовались материалы [1]. В соответствии со стандартами отрасли приводится методика выбора резерва вторичного регулирования [2] и пример размещения резерва. Рассматривается построение эквивалентных статических характеристик по частоте и определение установившихся значений частоты и загрузки генераторов. Кроме того, в разделе рассматриваются основные параметры, определяющие отклонение частоты во времени (механическая постоянная инерции, регулирующий коэффициент нагрузки и пр.), а также приводится методика расчета отклонения частоты во времени по обобщенным выражениям.

Раздел «Противоаварийное управление» включает в себя обзор системы противоаварийного управления ЕЭС России и примеры аварийных событий, демонстрирующие эффективность работы противоаварийного управления. Более детально рассмотрена автоматика ограничения снижения частоты: описаны ее компоненты, приведена методика выбора объема управляющих воздействий и определения уставок АЧР. Дана методика расчета отклонения частоты во времени с учетом работы АЧР. Приведен пример выбора объема и уставок срабатывания АЧР, а также пример расчета снижения частоты с учетом АЧР по обобщенным выражениям.

Раздел «Частотная делительная автоматика» начинается с описания особенностей работы тепловой автоматики и собственных нужд при глубоком снижении частоты. Также в разделе представлены требования к системам питания собственных нужд электростанций. Далее рассматриваются виды схем выделения ЧДА, методика определения допустимого небаланса при выделении генерирующего оборудования на автономную работу. Также описывается методика анализа баланса и выбора схемы выделения ЧДА. Представлен пример выбора схемы выделения. В заключение, рассмотрены структурные схемы работы ЧДА, АЧР, ЧАПВ и устройства синхронизации; приведены способы моделирования этих устройства в ПК Rustab.

Содержание практической работы. Практическая работа заключается в выполнении домашнего задания и лабораторных работ. В ходе процесса обучения применяются современные образовательные технологии. При выполнении домашнего задания и лабораторных работ студенты работают с энергосистемой, свойства которой близки к реальным. При этом методические рекомендации и указания даны в самом общем «проблемном» виде, что заставляет студентов самостоятельно искать способы решения поставленных задач работая с литературой – учебным пособием и/или конспектом лекций. При этом в домашнем задании объем работы больше, чем в примере, сопровождающем лекции и требуется адаптация полученных знаний к новой ситуации.

В ходе практических занятий студенты определяют параметры срабатывания АЧР, проектируют алгоритм работы ЧДА. Расчет всех параметров и определение уставок различных автоматических устройств выполняются для специально разработанной схемы энергосистемы, представленной на рисунке 2. Кроме того, студенты проводят расчеты в программном комплексе для расчета электромеханических переходных процессов, что является неотъемлемой частью проектной работы.

Расчеты, выполняемые в домашнем задании, соответствуют актуальным стандартам отрасли [3, 4], применяемым в оперативно-диспетчерском управлении. Осваивается программный комплекс для расчета электромеханических переходных процессов Rustab. На

первом этапе студенты определяют эквивалентные статические характеристики генерирующего оборудования, а также рассчитывают отклонение частоты во времени при возникновении расчетного небаланса.

Для этого определяется загрузка генерирующего оборудования (расчет и размещение резерва вторичного регулирования [2], определение загрузки генераторов с учетом заданного резерва первичного регулирования).

На основе текущей загрузки строятся эквивалентные статические характеристики генерирующего оборудования в исходном режиме и при отключении генератора 300 МВт, определяется установившееся значение частоты при отключении генератора и объем реализации вторичного резерва для восстановления частоты.

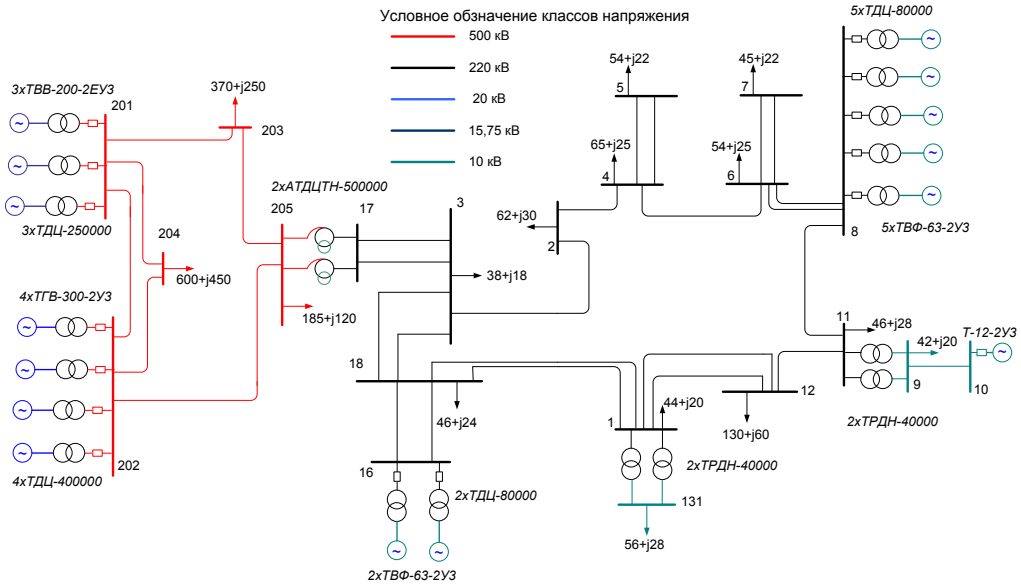


Рис. 2. Схема энергосистемы, используемая при выполнении домашнего задания и лабораторных работ

Далее по обобщенным выражениям рассчитывается отклонение частоты при отключении генератора 300 МВт, а также отклонение частоты в сети 500 кВ при отделении сети 220 кВ.

На втором этапе выполнения домашнего задания студенты определяют объем подключаемой нагрузки и параметры срабатывания АЧР для сети 220 кВ рассматриваемой схемы. Далее выполняется расчет изменения частоты во времени по обобщенным выражениям, модифицированным для учета работы АЧР для нескольких возмущений.

В заключительной части домашнего задания выполняется анализ баланса сети 220 кВ с учетом работы АЧР для выбора схемы выделения ЧДА. Кроме того, определяется последовательность восстановления схемы энергосистемы после работы ЧДА и величина разгрузки/загрузки генераторов сети 500 кВ для восстановления частоты.

В лабораторных работах выполняется создание модели энергосистемы и ее верификация на основе тестовых возмущений. Режим работы энергосистемы задается в соответствии с загрузкой генераторов, определенной в домашнем задании. Далее в программном комплексе для расчета электромеханических переходных процессов моделируются возмущения (отключение генератора, отделение сети 220 кВ), рассчитанные в домашнем задании. В заключении выполняется сопоставление ручного расчета и моделирования в ПК Rustab. Пример такого сопоставления представлен на рисунке 3. Из него видно, что расчет по обобщенным выражениям дает результат, близкий к точному расчету в ПК Rustab. При этом выражения для расчета содержат агрегированные параметры энергосистемы, влияющие на снижение частоты. В результате расчета по таким выражениям формирует у студентов представление о физике процессов, происходящих в энергосистеме с помощью простых и наглядных моделей.

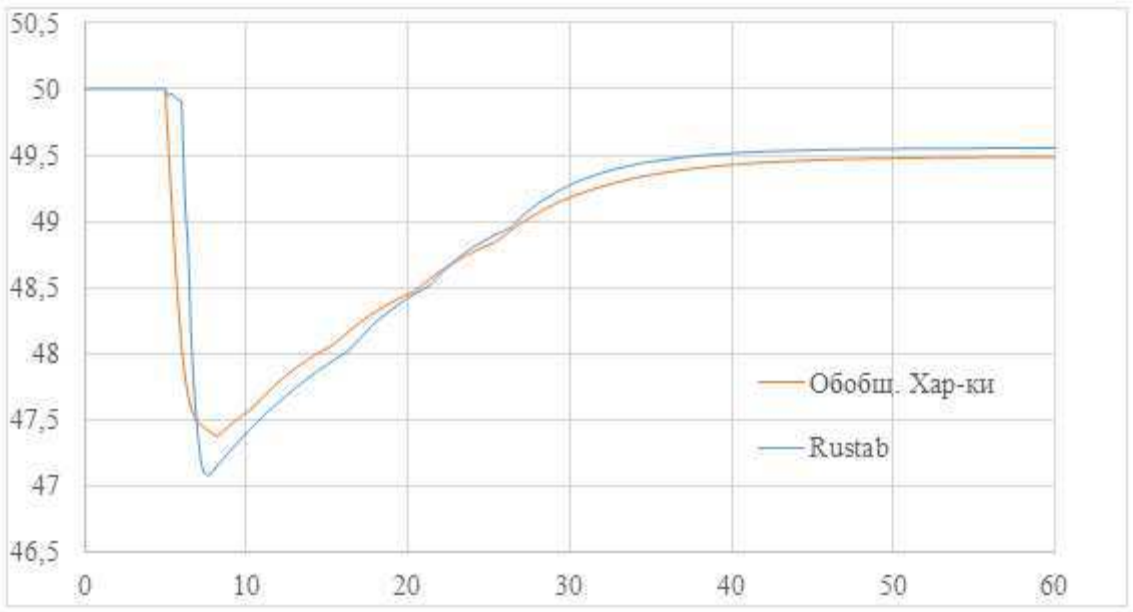


Рис. 3. Снижение частоты в сети 220 кВ при отключении генератора 63 МВт и отделении сети 500 кВ

Кроме того, в лабораторной работе, основанной на заключительной части домашнего задания, студентам предлагается изучить модель синхронизирующего устройства, которое осуществляет восстановление системы. Также предлагается смоделировать работу ЧАПВ и восстановление исходного режима после работы различных автоматических устройств. Итоговый результат, который должны получить студенты в ходе выполнения лабораторных работы в программном комплексе представлен на рисунке 4.

В дополнение к моделированию в ПК Rustab студенты проводят эксперименты по синхронизации генератора и его выделения на автономную нагрузку на лабораторном стенде, содержащем физическую модель электростанции.

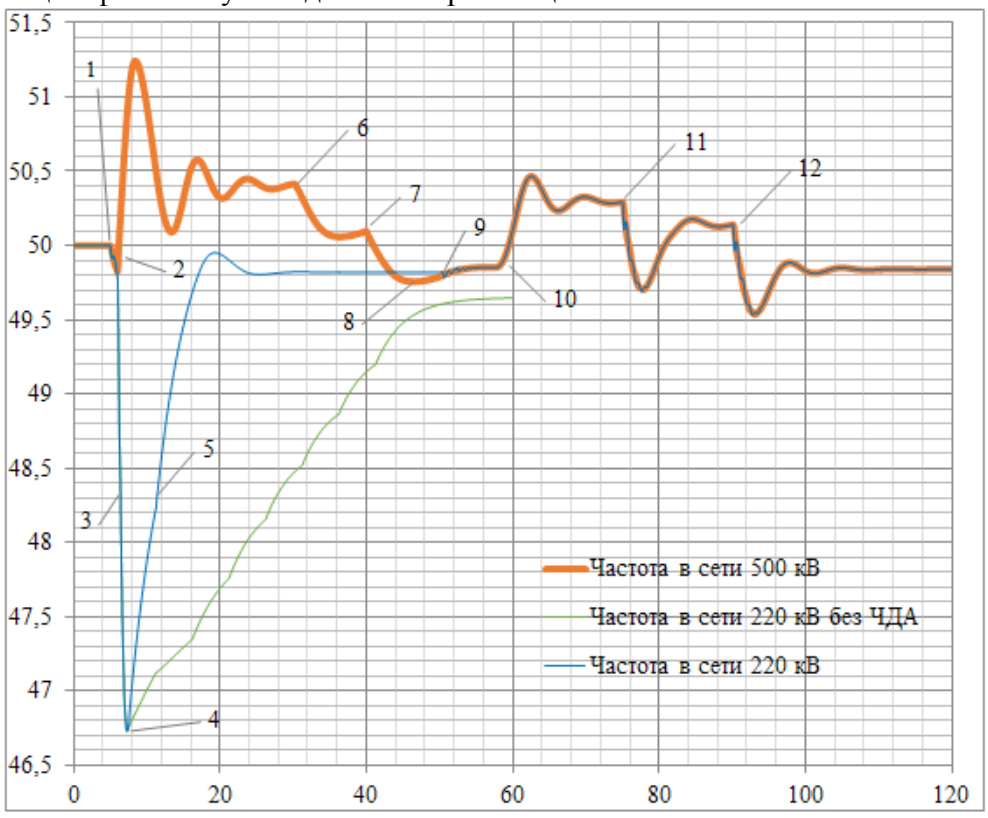


Рис. 4. Результат расчета частоты в ПК Rustab для различных сценариев развития аварии

1 – отключение двух блоков ТВФ-63; 2 – отключение автотрансформатора 500/220 кВ; 3 – Работа АЧР-1; 4 – Работа ЧДА; 5 – срабатывание первой очереди несовмещенной АЧР-2; 6 – разгрузка генераторов 500 кВ; 7 – включение автотрансформатора 500/220 кВ; 8 – разрешение синхронизации; 9 – синхронизация; 10 – загрузка генераторов сети 500 кВ; 11 – разрешение ЧАПВ; 12 – включение потребителей по команде;

Отдельно следует рассмотреть раздел, касающийся прохождения практики в оперативно-диспетчерской центре. На первом этапе совместно с руководителем практики осуществляется выбор энергорайона и вероятного сценария его выделения на изолированную работу. Далее для выбранного энергорайона студент определяет объем, размещение и параметры срабатывания АЧР, исходя из баланса с учетом работы АЧР студент выбирает схему выделения ЧДА. Далее студент проводит моделирование выбранного сценария с параметрами работы автоматики, определенными самостоятельно. В заключении студент проводит моделирование того же сценария для параметров заданных оперативно-диспетчерской документацией. Выполняет сопоставление и анализ полученных результатов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. В результате прохождения данного курса студенты получают представление о физике процессов, происходящих в энергосистеме при возникновении небаланса активной мощности и отклонении частоты. Вырабатываются практические навыки расчета уставок различных устройств автоматики, выполняющих функцию поддержания частоты в энергосистеме. Студенты получают практические навыки расчета и анализа переходных процессов при снижении частоты в энергосистеме по обобщенным выражениям и с помощью программного комплекса Rustab. У них формируется представление о работе противоаварийной автоматики и влиянии отдельных ее частей на характер переходного процесса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. – введен 05.12.2012. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2012. – 27 с. – (Стандарт организации).
2. Методика определения минимально необходимых резервов активной мощности ЕЭС России. – М.: ОАО «СО ЕЭС». – 14 с.
3. СТО 59012820.29.240.001-2010. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). – Введен 31.12.2009. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 21 с. – (Стандарт организации).
4. Регламент проверки выполнения условий устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций при его выделении действием ЧДА на изолированную нагрузку. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2013. – 35 с.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ТРЕНАЖЕРНОЙ ПОДГОТОВКИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ОАО «СО ЕЭС». МЕТОД ОБЪЕКТИВНОЙ ОЦЕНКИ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК РТД «ФИНИСТ»

А.А. Тетерядченко, В.М. Пасторов
Филиал ОАО « СО ЕЭС» ОДУ Юга

Уже на ранних стадиях развития энергетики России надежность работы персонала являлось одним из основных факторов, которому уделялось значительное внимание [1]. Действия, направленные на устранение аварийных ситуаций, плохо поддаются структурированию, и их успешное выполнение в значительной степени зависит от опыта, и умения адекватно реагировать на непредвиденные случайности. Поведение человека в таких ситуациях в основном определяется наличием опыта действий в сходных условиях и использованием эвристической логики, соотносящей данную сложную ситуацию с уже известными событиями прошлого и позволяющей тем самым принимать решение. В каждом конкретном случае технологическое нарушение воспринимается как неожиданность, которая сразу ставит перед персоналом ряд разнообразных задач, при этом, особенно в начальной стадии нарушения, когда персонал не готов еще к ответным действиям, а развитие событий требует принятия срочных мер, оперативный персонал неизбежно испытывает состояние эмоциональной напряженности. В данной ситуации четкие и безошибочные действия оперативного персонала возможны лишь при качественной его подготовке к работе в указанных условиях.

В 1932 году в журнале «Электрические станции» выходит статья «Методы ликвидации аварий на высоковольтных линиях и подстанциях» [2], которая становится прообразом одного из основных нормативных документов энергетиков – инструкции по ликвидации аварий в электрической части энергосистем. В этой работе были систематизированы оставшиеся неизменными до настоящего времени основные принципы оперативного руководства ликвидацией аварии.

Серьезное отношение к подготовке персонала работе в сложной аварийной обстановке привело к новому для того времени методу обучения оперативного персонала. Идеология и методика проведения «аварийных игр» была предложена в Мосэнерго в 1930 году [3]. В настоящее время противоаварийные тренировки стали одной из основных форм обучения оперативного персонала в энергетике.

Усложнение задач, решаемых диспетчерским персоналом, потребовала и совершенствования методов подготовки диспетчерского персонала, поэтому закономерным результатом было разработка на ГРЭС им. Красина тренировочного пульта для проведения аварийных игр [4], по сути, данный пульт явился первым тренажером оперативного персонала в нашей стране.

В это же время начинаются интенсивные разработки методов тренажерной подготовки оперативного персонала, основанные на использовании деревьев оценки ситуаций [5], блок-схем и планов действий [6, 7], алгоритмизации [8], карт наблюдений [9], теории деловых игр [10], дедуктивного метода [11,12] и экспертных систем [13].

Одной из важнейших задач, при проведении тренировок, является объективная оценка выполнения диспетчером своих функций.

В [10] предлагается оценивать действия оперативного персонала с помощью специально сформированной шкалы штрафных и поощрительных баллов, оценка действий персонала производится контролирующими лицами, проводящими тренировку.

Предложенный в [14] алгоритм анализа действий оперативного персонала так же основывается на оценке действий диспетчера соответствующим руководящим персоналом.

Особо следует отметить появление в 1994 году универсального режимного тренажера ФЕНИКС [15]. Создание универсального режимного тренажера диспетчера энергосистемы обусловлено необходимостью имитации в процессе тренировочных учений и обучении

оперативного персонала в реальных условиях, возникающих при управлении энергосистемой.

Позднее появляется универсальный режимный тренажер диспетчера «ФИНИСТ».

Следует заметить, что начиная с данного времени, РТД «ФИНИСТ» становится и остается главным инструментом подготовки диспетчерского персонала ОАО «СО ЕЭС», однако по прежнему оценка уровня подготовки оперативного персонала остается во многом субъективной.

При создании РТД «ФИНИСТ» основные усилия были сосредоточены на разработке надежных алгоритмов имитационного моделирования энергосистем. Контроль уровня квалификации диспетчерского персонала при проведении тренировок осуществляется ведущим тренировку и контролирующими лицами на основе их личного опыта, что приводит к значительной субъективности в оценке уровня их подготовки.

В практике современного оперативного управления энергосистемами нашли применение такие методы ликвидации аварийных ситуаций, которые представляют собой следующие ситуационные алгоритмы [16]:

- ликвидация аварийных отклонений частоты, обменных перетоков активной мощности или перегрузок ВЛ и трансформаторов по току перераспределением активных мощностей генерации и потребления;
- ликвидация перегрузок по току ВЛ и трансформаторов, изменением реактивных мощностей генерации и потребления и изменением коэффициентов трансформации;
- поддержание напряжения в контрольных точках перераспределением реактивных и активных мощностей;
- ликвидация аварийных изменений структуры энергосистем, включая подачу напряжения на питание собственных нужд АЭС и ненагруженных блоков, выделившихся на небольшую нагрузку.

Очевидно, что процесс выполнения первых трех алгоритмов характеризуется изменением параметров, контроль которых объективно возможен.

Возникновение аварийной ситуации приводит к отклонениям контролируемых параметров за зоны допустимых значений. Действия диспетчера по ликвидации аварийной ситуации должны приводить к восстановлению исходного значения контролируемых параметров, при этом траектория восстановления будет характеризовать мастерство и уровень подготовки диспетчера.

Примем следующее правило оценки каждой команды диспетчера:

- если в результате команды контролируемый параметр отклоняется от недопустимого значения в сторону допустимого значения, такой команде присваивается рейтинг r = +1**;**
- если в результате команды контролируемый параметр отклоняется в сторону противоположную от допустимого значения, такой команде присваивается штраф r= –10;
- если в результате команды контролируемый параметр не меняет своего значения и остается в недопустимой области, такой команде присваивается штраф r = –5**.**

Суммарный штраф за время ликвидации аварийного режима k-м диспетчером оценивается выражением

$$R_k = \sum_{i=1}^{N_k} r_{ik} \qquad (1)$$

где i– номер команды k-го диспетчера, N_k – число команд k-го диспетчера при ликвидации данного аварийного режима.

В случае безошибочной последовательности ликвидации аварийного режима за минимально возможное число команд выражение будет характеризовать сложность решаемой задачи.

Естественно, что аварийная ситуация в подавляющем большинстве случаев будет приводить к отклонению сразу нескольких параметров от своего допустимого значения, поэтому результирующая оценка за ликвидацию аварийного режима будет вычисляться по выражению:

$$R_k = \sum_{j=1}^{D_k} \sum_{i=1}^{N_k} r_{ijk}, \qquad (2)$$

где D_k – число объектов энергосистемы с нарушениями допустимых режимов работы в момент возникновения аварии, j – номер объекта с нарушением допустимого режима.

Поскольку у разных объектов нарушение нормального режима будет ликвидировано за различное число шагов, целесообразно предложенные правила оценки команд дополнить следующим:

- если перед и после реализации команды контролируемый параметр имеет допустимое значение, такой команде присваивается рейтинг $r = 0$.

Изменение и фиксирование всех вышеперечисленных параметров по величине и времени возможно в РТД «ФИНИСТ» при проведении тренировки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенный краткий обзор говорит о значительных успехах в развитии инструментария для подготовки диспетчеров, однако вопрос объективности оценки уровня подготовки диспетчеров ранее не поднимался.

В настоящее время существует возможность повышения объективности путем автоматизации выставления баллов. Данная мера, так же позволит диспетчеру в рамках самоподготовки самостоятельно проходить противоаварийные тренировки на РТД «ФИНИСТ» и получать протокол тренировки, что благоприятно скажется на процессе самоподготовки диспетчера.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Жданов П.В. Аварии в сетях МОГЭС по вине персонала.-Электрические станции, 1930, №12, с.310-313.
2. Кашталев В.С., Кулешов Б.В. Методы ликвидации аварий на высоковольтных линиях и подстанциях.-Электрические станции, 1932, №10, с.475-482.
3. Егоров Б.П. Аварийные игры диспетчеров. - Электрические станции, 1932, №8, с. 413 - 414.
4. Сидоров К.И. Тренировочный пульт для аварийных игр ГРЭС им. Красина. – Электрические станции, 1936, №11, с. 25-26.
5. Чачко А.Г., Долгоносов Н.С., Казачков М.В., Ткачук Н.В. Программированные пособия – основа подготовки операторов энергоблоков. - Электрические станции, 1982, №6, с. 46-49.
6. Чачко А.Г., Шарковский В.А. Опыт подготовки оперативного персонала электростанций с помощью блок-схемы действий. – Электрические станции, 1983, с.15-18.
7. Чачко А.Г., Шерстюк И.Н. Обучающие ленты как основа автоматизированной подготовки операторов энергоблоков. – Электрические станции, 1983, №7, с.6-8.
8. Туманов А.Г., Чабан В.Н., Долгоносов Н.С. Алгоритмизированная система подготовки оперативного персонала с помощью локальных тренажеров. – Электрические станции, 1984, №6, с.5-7.
9. Чачко А.Г., Долгоносов Н.С. Карты наблюдения как средство подготовки операторов энергоблоков. – Электрические ствнции, 1984, №7, с.9-11.
10. Бирюков А.Н., Крижанская Ю.С., Третьяков В.П. Деловая игра при подготовке оперативного персонала АЭС к действиям во время аварии.- Электрические станции, 1991, №2, с. 5-9.
11. Цирель Я.А. Использование дедуктивного метода при разработке программ обучения оперативного персонала.- Егоров Б.П. Аварийные игры диспетчеров.- Электрические станции, 1991, №4, с. 14-17.
12. Цирель Я.А. Алгоритм анализа действий оперативного персонала в сложных ситуациях.- Электрические станции, 1994, №1, с. 4-7.
13. Яицкий В.А. Экспертная система поддержки вахтенного персонала при управлении работой энергоблоков в регулировочной диапазоне.- Электрические станции, 1992, №3, с. 2-6.

14. Цирель Я.А. Алгоритм анализа действий оперативного персонала в сложных ситуациях.- Электрические станции, 1994, №1, с. 4-7.
15. Воронин В.Т., Кучеров Ю.Н. Моделирование электрических режимов для универсального режимного тренажера // Изв. РАН. Энергетика, 1994, №6, с.74-88.
16. Гисин Б.С., Жак А.В., Меркурьев Г.В., Окин А.А. Автоматизация принятия решений по оперативно-диспетчерскому управлению энергосистемами в аварийных режимах. М.: Известия АН СССР, Энергетика и транспорт, 1989, №6.

Научный руководитель: В.М. Пасторов, к.т.н., ведущий специалист Службы управления персоналом Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

ПРОГРАММНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫСИЛОВОГО АВТОТРАНСФОРМАТОРА

И.С. Цой, Н.М. Космынина
Томский политехнический университет
Энергетический институт, кафедра электроэнергетических систем

Одним из важнейших условий успешного развития энергетики является подготовка специалистов высокой квалификации.

Для повышения уровня выпускников вузов необходимо усиление форм обучения, способствующих качественному самостоятельному изучению или повторению учебного материала.

В докладе представлено использование программной разработки автора по теме "Режимы работы силового автотрансформатора"; как правило, у студентов возникают проблемы с выбором этого оборудования [1].

Программа выполнена на языке Delphi, позволяющим создать удобный интерфейс для пользователя [2, 3].

Примеры аналитического и программного расчетов для выбора автотрансформатора на основании конкретных данных приведены на рисунках 1-4.

На рисунке 1 представлен аналитический расчет, проведенный в среде Mathcad.

Напряжения сторон в кВ			Перетоки мощности через автотрансформатор в МВт, Мвар					
ВН	СН	НН	РНН	QНН	РСН	QСН	РВН	QВН
330	110	6.3	60	40	- 40	- 10	-20	-30

знак "-" соответствует перетоку мощности, направленному от трансформатора

$U_{вн} := 330\ кВ \qquad P_{вн} := -20\ МВт \qquad Q_{вн} := -30\ Мвар$

$U_{сн} := 110\ кВ \qquad P_{сн} := -40\ МВт \qquad Q_{сн} := -10\ Мвар$

$U_{нн} := 6.3\ кВ \qquad P_{нн} := 60\ МВт \qquad Q_{нн} := 40\ Мвар$

$Sобм_{макс} := \max\left(\sqrt{P_{нн}^2 + Q_{нн}^2}, \sqrt{P_{сн}^2 + Q_{сн}^2}, \sqrt{P_{вн}^2 + Q_{вн}^2}\right) = 72.111\ МВА$

$k_{выг} := \frac{(U_{вн} - U_{сн})}{U_{вн}} = 0.667$

$Sтреб_{ном} := \frac{Sобм_{макс}}{k_{выг}} = 108.167\ МВА$

Рис.1. Аналитический расчет

На рисунке 2 представлен программный расчет в среде Delphi

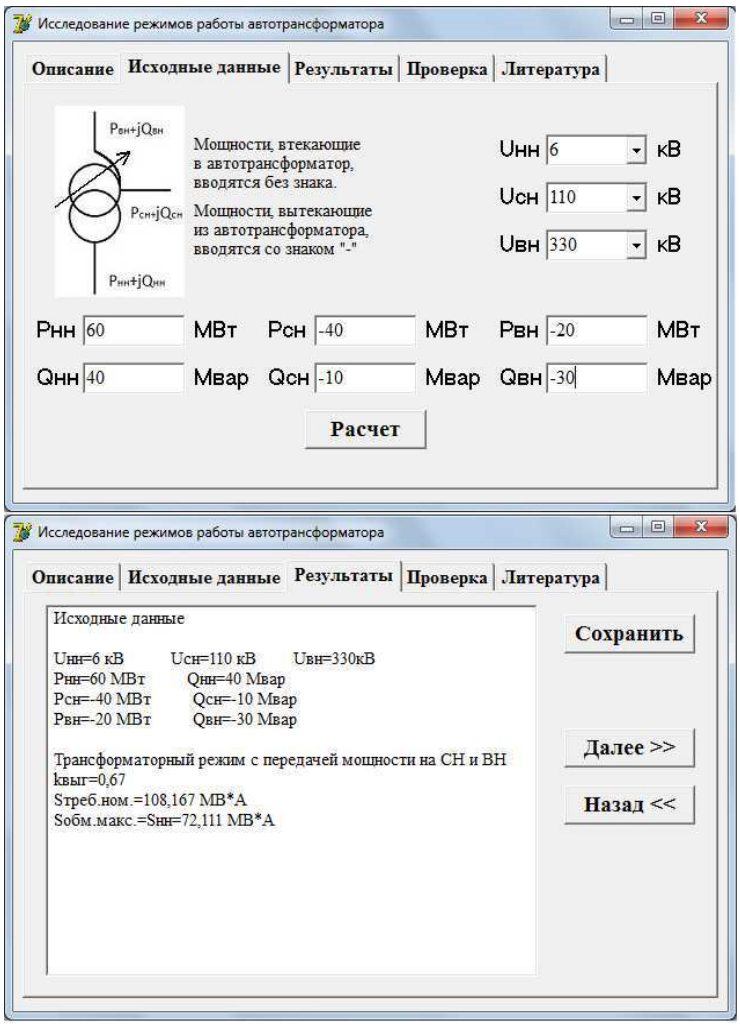


Рис.2. Программный расчет

После ввода каталожных данных в программу производится проверка выбранного оборудования.

По первичным параметрам (мощность, Uвн, Uсн) подходит автотрансформатор типа АТДЦТН-125000/330/110 [4].

На рисунке 3 представлена программная проверка выбранного оборудования

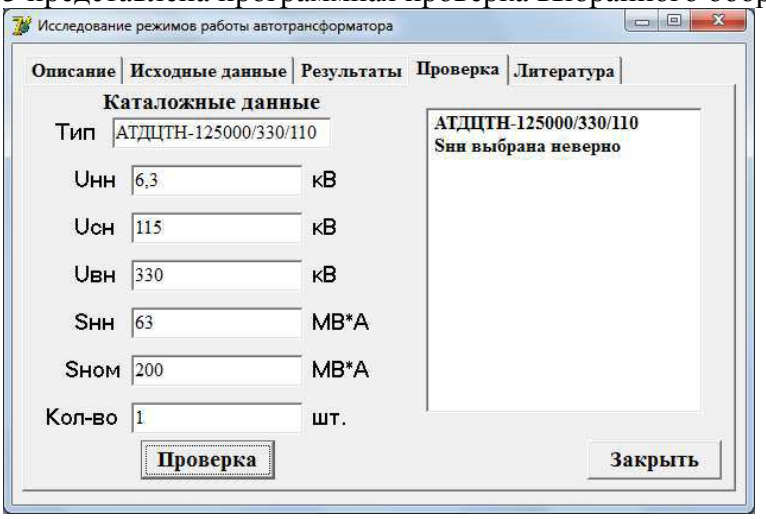


Рис.3. Проверка автотрансформатора АТДЦТН-125000/330/110

Как видно из проверки, данный автотрансформатор не подходит по параметру каталожной мощности обмотки низшего напряжения Sнн, поэтому необходимо выбрать автотрансформатор большей мощности, например АТДЦТН-200000/330/110 (рисунок 4)

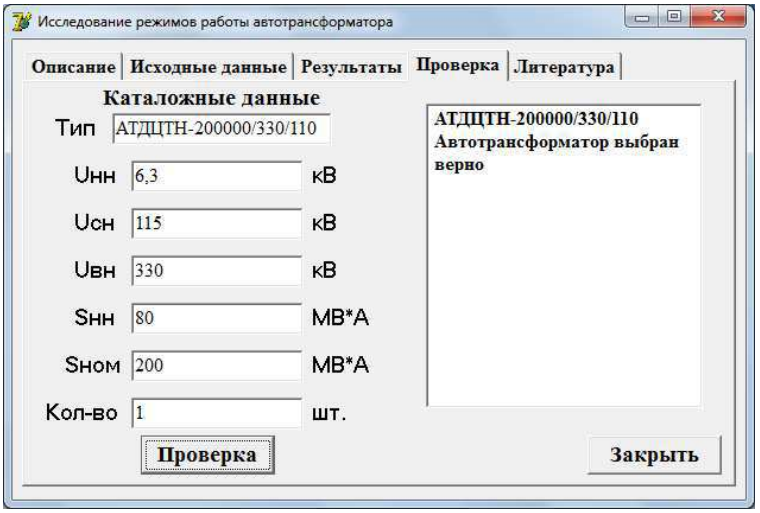


Рис.4. Проверка автотрансформатора АТДЦТН-200000/330/110

В программе также предусмотрено подключение методического материала: при выборе кнопки "Справка" (рисунок 5) загружается файл с подробным описанием режимов работы автотрансформатора

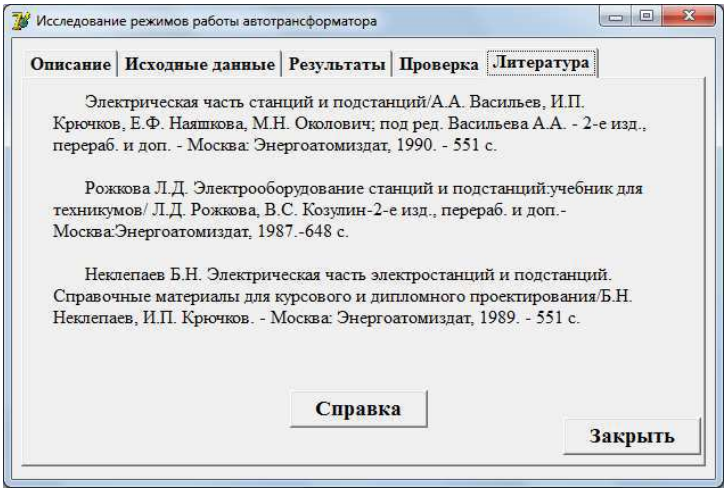


Рис.5. Подключение справочного материала

Таким образом, предложенная программная разработка позволяете выполнить (тем самым изучить) все этапы анализа, выбора и проверки принятого решения по теме "Режимы работы силового автотрансформатора".

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Электрическая часть станций и подстанций/А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова, М.Н. Околович; под ред. Васильева А.А. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 551 с.
2. Культин Н.Б. Основы программирования в Delphi 7/Н.Б. Культин. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2007. – 594 с.
3. Хомоненко А.Д. Работа с базами данных в Delphi/А.Д. Хомоненко, В.Ю. Гофман – 3-е издание, - Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2005. – 551 с.
4. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 551 с.

О ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ПРОФИЛЬНОЙ ПРОГРАММЕ СИСТЕМНОГО ОПЕРАТОРА СОВМЕСТНО С НИ ТПУ НА ПРИМЕРЕ СЛУЖБЫ СОПРОВОЖДЕНИЯ РЫНКА

И.В. Воронов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Для любой компании вопросы подбора, подготовки и переподготовки, повышения квалификации персонала является одними из важнейших вопросов организации всей деятельности.

Вопросам подбора и подготовки персонала посвящены множество публикаций в иностранной и отечественной литературе. Важным вопросом помимо подбора является адаптация уже принятого на работу персонала. Адаптация молодого специалиста на рабочем в новом коллективе занимает от 10 до 12 месяцев. Четкая процедура адаптации, действующая в компании, позволяет значительно сократить срок окончательной «акклиматизации» новичков до 3–6 месяцев [1].

Корпоративное образование (с перспективой дальнейшего трудоустройства в крупной, имеющей хорошую репутацию компании), позволяет усилить мотивацию учащихся и способствует достижению более высокого уровня профессиональной компетенции. А специально разработанная программа корпоративного обучения позволяет готовить специалистов под конкретные цели и задачи организации. Если наряду с такой программой учащийся проходит производственную практику на целевом предприятии – к концу обучения, помимо знаний у него формируются еще и умения и навыки конкретной работы.

Для Системного оператора ЕЭС персонал является, фактически, единственным и самым ценным «активом». Поэтому вопросам подбора и подготовки персонала уделяется первостепенное значение.

В 2008 году в НИ ТПУ совместно с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (далее – ОДУ Сибири) была создана профильная программа подготовки специалистов по направлению «Управление режима электроэнергетических систем». Ответственным за реализацию профиля был назначен Роберт Александрович Вайнштейн, доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетических систем Энергетического института.

Целью данной работы является анализ эффективности процесса подготовки специалистов по программе корпоративного образования «Управление режимами электроэнергетических систем» на примере подготовки специалиста для службы сопровождения рынка ОДУ Сибири.

Служба сопровождения рынка входит в технологический функциональный блок ОДУ Сибири, является самостоятельным структурным подразделением и подчиняется директору по развитию технологий диспетчерского управления.

Цель деятельности службы – обеспечение реализации требований нормативно-технических документов и нормативно-правовых актов определяющих правила функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности в операционной зоне ОДУ Сибири.

Задачи, которые решает служба сопровождения рынка достаточно специфичны и связаны с организацией в России оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

Специалист службы сопровождения рынка помимо знания принципов и режимов работы энергосистем, технологических процессов производства электроэнергии должен знать правила и регламенты ОРЭМ, технологию планирования диспетчерских графиков, принципы отдачи и регистрации диспетчерских команд и т. п.

В августе 2014 года в на должность специалиста в службу сопровождения рынка был принят выпускник НИ ТПУ по направлению профильной магистерской программы – Блаженкова Мария Ивановна.

Критериями отбора в профильную группу служили:

- успешное прохождение собеседования с представителями ОДУ Сибири и преподавателями НИ ТПУ;
- средний балл не ниже 4,0;
- высокий балл за выпускной экзамен по электроэнергетике.

Условия обучения:

- оценки при обучении по программе не ниже 4;
- успешное прохождение проверки знаний раз в семестр в форме устного собеседования с представителями ОДУ Сибири и преподавателями НИ ТПУ;
- работа по окончанию университета в Филиале ОАО «СО ЕЭС» не менее 2х лет.

Учебный план магистерской программы «Управление режимами работы электроэнергетических систем» был разработан совместно Системным оператором и НИ ТПУ. Программа обучения по профильному направлению содержит следующие основные разделы:

- установившиеся режимы ЭЭС современные методы и средства их расчета;
- проектирование и эксплуатация релейной защиты и автоматики энергосистем;
- теория систем автоматического управления;
- технологические процессы выработки электроэнергии на ТЭС и ГЭС;
- автоматическое управление режимами работы электроэнергетических систем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности;
- программно-технические комплексы для контроля режимов и управления электроэнергетическими системами;
- методы и средства управления режимами на базе силовой полупроводниковой техники;
- противоаварийное управление в энергосистемах;
- характеристики электрооборудования электростанций и подстанций;
- технология планирования диспетчерского графика для обеспечения функционирования рынка энергии и мощности;
- долгосрочное планирование энергетических режимов. Планирование развития энергосистем.

С 2006 по 2014 год Блаженкова М.И. также являлась участником программы «Школа-ВУЗ-предприятие» (Благотворительный фонд «Надежная смена»), направленной на организацию непрерывного процесса подготовки молодых специалистов для ОАО «СО ЕЭС» и электроэнергетической отрасли в целом. Данный проект включает в себя профессиональное просвещение школьников и формирование осознанного выбора профильного ВУЗа для продолжения образования; стипендиальную поддержку студентов и обеспечение прохождения практики и стажировки на предприятии; сокращение процесса профессиональной, производственной и социальной адаптации молодого специалиста [3].

Параллельно с обучением в Энергетическом институте НИ ТПУ Блаженкова М.И. получила дополнительное высшее образование в Институте инженерного предпринимательства НИ ТПУ по направлению «Менеджмент».

По окончании обучения, Блаженкова М.И. получила следующую квалификацию:

- бакалавр по направлению «Релейная защита и автоматика» с отличием (средний балл 5,0);
- магистр по направлению «Управление режимами электроэнергетических систем» с отличием (средний балл 5,0);
- бакалавр по направлению «Менеджмент» (средний балл 4,5).

В процессе учебы Блаженкова М.И. занималась научно-исследовательской деятельностью, подтверждением чему являются:

- 13 дипломов различных степеней олимпиад, конкурсов исследовательских работ и научных конференций;
- 7 сертификатов участия в олимпиадах и конкурсах;

- 16 публикаций.

В период обучения в магистратуре студент стажировался в Филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири на должности специалист-стажер 1 категории группы кадрового резерва службы управления персоналом (общей длительностью 5 месяцев). Во время стажировок студентом были получены необходимые знания о принципах оперативно-диспетчерского управления, работе ОРЭМ, функциях службы сопровождения рынка. Также Блаженкова М.И. освоила ПК «Заявки», ПО «Modes-Terminal», ПАК «Расчет отклонений», ПО «Электронный журнал «ЁЖ», ПО «АРМ участника ОРЭМ», ПО «Барс», ОИК СК-2007. При прохождении практики разрабатывалась тема магистерской диссертации с учетом специфики службы сопровождения рынка. Выпускная квалификационная работа была посвящена исследованию влияния рыночных отношений на процесс оперативно-диспетчерского управления.

Через две недели после получения степени магистра Блаженкова М.И. была принята на должность специалиста-стажера 1 категории в группу кадрового резерва службы управления персоналом. С 4-го июля Блаженкова М.И. выполняла дублирование функций специалистов службы сопровождения рынка. С 15 августа Блаженкова М.И. была переведена на должность специалиста службы сопровождения рынка без установления испытательного срока.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ**.** В настоящее время Блаженкова М.И. полностью адаптировалась в коллективе службы, качественно и в регламентные сроки выполняет функции, определенные должностной инструкцией. Помимо этого Блаженкова М.И. совместно с начальником структурного подразделения занимается подготовкой исследовательского проекта молодого специалиста ОАО «СО ЕЭС», результаты выполнения которого будут представлены в виде презентации руководству ОДУ Сибири через год.

Можно сделать вывод, что обучение специалистов для Системного оператора по программе корпоративного образования «Управление режимами электроэнергетических систем» идет эффективно и позволяет решать вопросы подготовки персонала для различных подразделений ОДУ Сибири, в том числе, с такой специфичной работой, которую выполняет службой сопровождения рынка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Новый сотрудник: программа адаптации. Ольга Байзан, руководитель подразделения по кадрам и трудовым отношениям [Электронный ресурс] // Инфо-портал для HR-менеджеров. URL:http://www.kadry.ru/articles/detail.php?ID=19368 (дата обращения 25.09.2014)
2. О компании. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС»URL: http:// so-ups.ru/index.php?id=about (дата обращения: 25.09.2014)
3. Школа – Вуз - Предприятие [Электронный ресурс] // Официальный сайт Благотворительного фонда «Надежная смена» URL: http://fondsmena.ru/projects/about (дата обращения: 25.09.2014)

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯСПОСОБОВ ГАШЕНИЯ ПОЛЯ ГЕНЕРАТОРА

И.М. Ефремов, Н.М. Космынина

Томский политехнический университет

Энергетический институт, кафедра электроэнергетических систем

Гашение поля генератора - это процесс быстрого уменьшения магнитного потока возбуждения генератора до величины, близкой к нулю. Гашение магнитного поля имеет

особое значение при аварийных режимах, вызванных повреждениями внутри самого генератора или на его выводах. Быстрое гашение поля генератора необходимо чтобы ограничить размеры аварии.

В зависимости от мощности генератора и особенностей его системы возбуждения используется три способа гашения магнитного поля; замыкании обмотки возбуждения на резистор; гашения поля с использованием дугогасительной решетки; противовключение возбудителя [1].

На кафедре электроэнергетических систем Энергетического института Томского политехнического университета была разработана в среде Mathcad программа для исследования всех выше перечисленных способов гашения поля, включая оптимальные условия. Фрагмент программы приведен на рисунке 1.

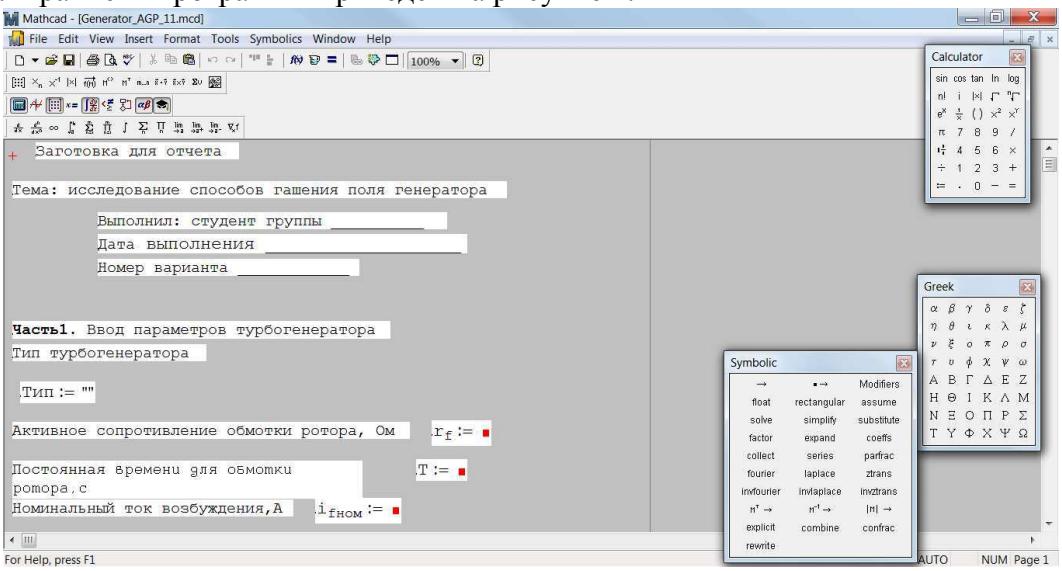


Рис. 1. Стартовая страница программы Mathcad.

Как видно из рисунка от пользователя требуется только ввод данных.

На основе программных расчетов студент сравнивает разные способы гашения поля и делает вывод о наилучшем методе.

В современных условиях для подготовки специалистов высокой квалификации требуется усиление активной составляющей образовательного процесса

Для активного вовлечения студента в процесс усвоения теоретического материала по данной тематике ведется работа по созданию новой программы в среде Delphi, имеющей широкие возможности для создания удобного интерфейса [2].

На рисунке 2 представлен фрагмент кода программы.

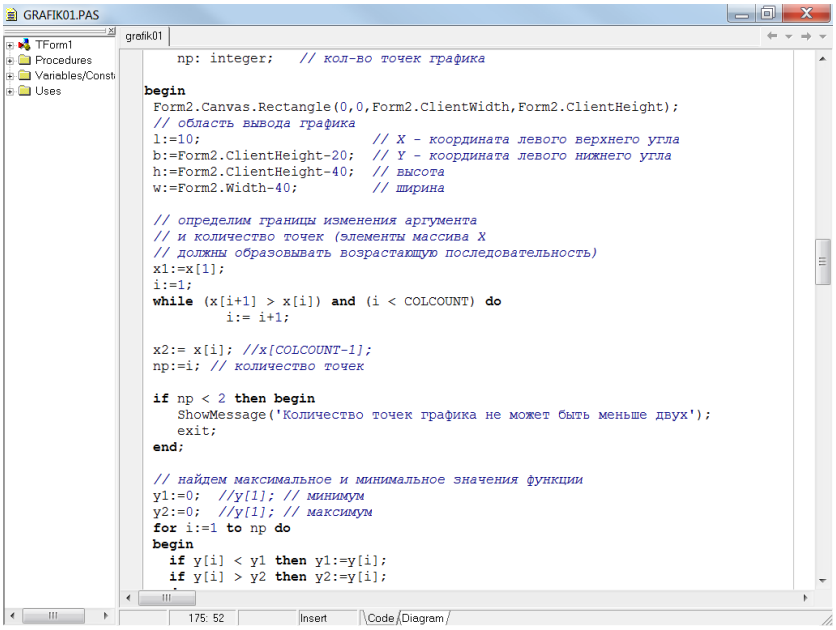


Рис. 2. Фрагмент кода программы (блок построения графика).

Главной особенностью программы является то, что студент должен самостоятельно ввести расчетные выражения – окно ввода расчетного выражения представлено на рисунке 3.

После прохождения программной проверки введенного выражения возможен дальнейший этап программы.



Рис. 3. Пример самостоятельного ввода расчетного выражения.

В программе Delphi также используется проверка введённых исходных данных по граничным справочным значениям [3].

На рисунках 4,5 представлены рабочие окна программы: ввод исходных данных, проверки ошибочного ввода данных.

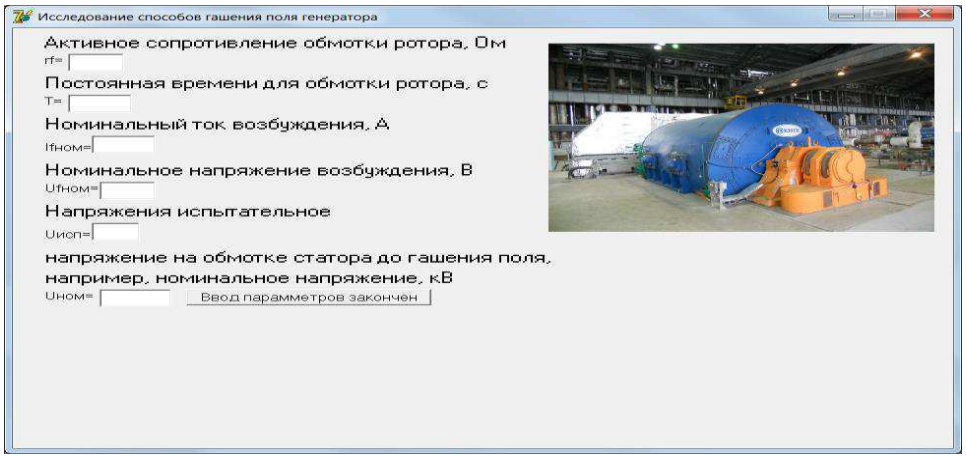


Рис. 4. Окно ввода исходных данных

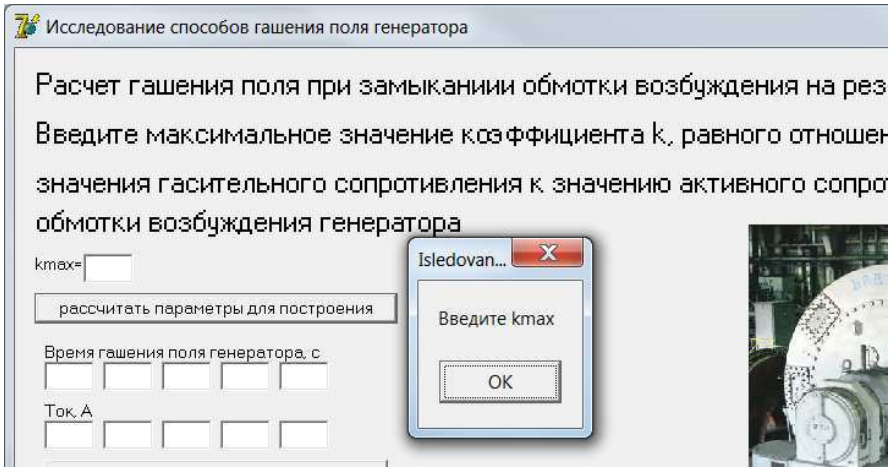


Рис. 5. Пример проверки ошибочного ввода данных.

В настоящее время проводится отладка программы, после ее завершения планируется регистрация программного продукта и внедрение в учебный процесс для студентов направления 140400.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. — Москва: Академия, 2004. — 448 с.: ил.

2. Культин Н.Б. Основы программирования в Delphi 7/Н.Б. Культин. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2007. – 594 с.: ил.

3. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков : учебное пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. — 5-е изд., стер.. — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: ил.

МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЕЛОВЫХ ИГР ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ СТУДЕНОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ

В.В.Трощинский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

Энергетический институт, кафедра электрических сетей и электротехники

Сегодня образовательной деятельностью в области энергетики и энергетического машиностроения занимается более 250 вузов России, которые готовят кадры с высшим профессиональным образованием по более чем 30 специальностям (профилям). Крупнейшими вузами, готовящими специалистов для энергетики, являются МЭИ, Санкт-Петербургский и Томский политехнические университеты, Казанский и Ивановский государственные энергетические университеты [1].

Новые требования к уровню образованности студентов энергетического профиля приводят к необходимости изменения технологий обучения, к переходу к инновационному инженерному образованию при котором мотивация к усвоению знания достигается путём выстраивания отношений между конкретным знанием и его применением. Инновационное обучение можно охарактеризовать как процесс и результат целенаправленного формирования определённых знаний умений и технологии к инновационной инженерной деятельности за счёт соответствующего содержания и методов обучения [5].

Предприятия электроэнергетики имеют собственные опыт, программно-аппаратное обеспечение и методологию тренинга персонала, которые можно переложить на сферу подготовки студентов-электроэнергетиков в виде постановки деловых игр. В частности, для тренировки диспетчеров предприятий электрических сетей и энергосистем применяются как специализированные, так и многофункциональные компьютерные тренажёры, которые можно использовать в качестве тренажёров оперативных переключений и в качестве режимных тренажёров [3].

Эффективными формами учебной работы по внедрению в образовательный процесс инновационных процессов и формированию ключевых, профессиональных компетенций будущих специалистов является применение различных активных форм и методов обучения: создание проектов, подготовка публичных выступлений, дискуссионное обсуждение профессионально важных проблем, обучение в сотрудничестве, создание проблемных ситуаций, подготовка профессионально направленных видеофильмов и презентаций и т. д. Переход от информационно-объяснительного обучения к инновационно-действенному связан с применением в учебном процессе новых компьютерных и различных информационных технологий, электронных учебников, видеоматериалов, обеспечивающих свободную поисковую деятельность, а также предполагает развитие и личностную ориентацию [2]. Классификация инновационных методов обучения по характеру учебно-познавательной деятельности:

Таблица 1 Классификация инновационных методов по характеру учебного процесса

Имитационные		Неимитационные
Игровые	Неигровые	Поисковая лабораторная работа
Учебные игры	Case-study (АКС)	Эвристическая беседа
Деловые игры	ТРИЗ-работа	Семинары, дискуссии
Игровые ситуации	Разбор деловой почты	СРС с литературой
Тренинги		
Игровые приёмы		

Для проверки знаний и приобретения навыков практической деятельности эффективно использование специализированных и комплексных тренажеров. Использование тренажеров дает возможность в настоящих условиях ускорить время подготовки студентов энергетического профиля, адаптировать студентов к работе на новых средствах диспетчерского управления – компьютерных системах АСДУ.

Система оценок участников деловых игр содержит перечень оцениваемых действий и их количественные показатели, например, в баллах, начисляемых или снимаемых за каждый этап игры, за стандартные и нестандартные действия персонала и т.д. Но эта система должна привязываться к конкретной игре разработчиком программы, когда рекомендуемые действия заданы. Обычно оцениваются ошибочные действия, необходимые решения, неполнота решений, различные стратегии управления и т.д.

Противоаварийные тренировки являются основной формой проверки знаний оперативного персонала и умения применять их на практике. Оценку ликвидации аварии обычно осуществляют по пятибалльной системе и связывают ее прежде всего с некоторым эталоном, составленным экспертами. Отклонение набора выбранных параметров управления от контрольных, включая ошибки, может характеризовать и качество управления.

Инструментом для деловых игр по оперативным переключениям выбран тренажёр «Модус» [4]. На базе этого тренажёра разработаны деловые игры, способствующие получению начальных навыков производства оперативных переключений, работы

диспетчера, а также максимальному приближению учебного процесса к реальным условиям [7].

Для подготовки деловых игр по ведению режима принят тренажёр «Феникс». С помощью данного тренажёра созданы деловые игры для студентов электроэнергетического профиля на базе схемы Усть – Каменогорских территориальных энергетических сетей.

В деловой игре студенты распределяют между собой следующие роли: Диспетчер районного диспетчерского управления, Дежурный электромонтёр подстанции и Контролирующее лицо. Участникам деловой игры предоставляется информация об исходном состоянии схемы, о срабатывании коммутационной аппаратуры и устройств релейной защиты и автоматики [7].

Опыт проведённых деловых игр по оперативным переключениям и ликвидации технологических нарушений показал, что магистранты в процессе деловой игры получают навыки работы в команде, успешно достигают других целей обучения и приобретают профессиональные навыки. Это подтверждает целесообразность дальнейшего развития деловых игр как перспективной технологии обучения магистрантов и эффективного средства их подготовки к профессиональной деятельности на предприятиях электроэнергетического комплекса [9].

Деловая игра содержит два типа деятельности: собственно игровую и учебную. Игровая задача – выполнение играющим определённой профессиональной деятельности. Учебная задача – овладение знаниями и умениями. Решается эта задача до игры (изучение теоретического материала и анализ изучаемой в деловой игре проблемы) и во время анализа действий играющих, осуществляемого после игры [10].

Оценка деятельности студентов осуществляется по сумме сделанных им ошибок в процессе игры, которые можно разделить на незначительные, средней тяжести и грубые [6]. Результат деловой игры оценивается согласно таблице 2.

Учебно-методический комплекс (УМК) учебной дисциплины является одним из элементов организации образовательной деятельности по очной, заочной и очно-заочной форм обучения. УМК должен разрабатываться для студентов по всем учебным дисциплинам с учетом необходимости повышения качества усвоения содержания учебного материала на уровне требований ГОС ВПО.

Таблица 2. Оценка результатов деловой игры

Критерии	Штраф в баллах		
	Незначительные	Средняя тяжесть	Грубые
Ведение оперативной документации	10	30	40
Ошибки в бланке переключений	10	30	40
Ошибки при переключениях	10	30	40
Проверка бланка переключений	10	30	40
Контроль	10	30	40

Основная цель создания УМК – предоставить студенту полный комплект учебно-методических материалов для самостоятельного изучения дисциплины. При этом, помимо непосредственного обучения студентов, задачами преподавателя являются: оказание консультационных услуг, текущая и итоговая оценка знаний, мотивация к самостоятельной работе.

Moodle – это система управления курсами (CMS), также известная как система управления обучением (LMS) или виртуальная обучающая среда (VLE). Это бесплатное веб-

приложение, предоставляющее возможность преподавателям создавать эффективные сайты для онлайн-обучения [8].

Среда MOODLE настроена на поддержку как смешанного обучения, так и для создания полностью on-line курсов.

Среда дает возможность:

- размещать материалы, созданные во внешних программных продуктах (подключать файлы различных форматов);
- создавать учебные материалы внутри среды (содержт встроенный HTML редактор);
- создавать материалы для контроля знаний и организации совместной работы обучающихся (тесты, задания, семинары, вики, форумы и др.);
- организовывать мониторинг обучения;
- способствовать коммуникации внутри курса (форумы, чаты, вебинары);
- получить обратную связь от обучающихся (опросы, анкеты).

Данная платформа представляет собой платформу, на которой размещаются теоретические и практические материалы для дистанционного обучения студентов. В курсе «Оперативное управление в электроэнергетике» собраны теоретические материалы для подготовки студентов. В модуле №2, №3 размещены деловые игры по оперативным переключениям и ведению режима энергосистемы. Помимо теоретического и практического материала в курсе имеются мультимедийные файлы, которые наглядно демонстрируют оперативные переключения в электроустановках.

В результате работы были сформулированы определённые требования к подготовке студентов электроэнергетического профиля, а также сделаны соответствующие выводы о необходимости изменения технологии обучения. Если говорить точнее, то необходим переход к новому, инновационному образованию, в результате которого студентами будут достигнуты качества, наиболее важные для успешной профессиональной деятельности, – способность квалифицированно решать свои профессиональные задачи, гибко, нестандартно и своевременно реагировать на различные изменения, эффективно использовать новую технику и технологии.

Деловая игра является одним из наиболее эффективных методов инновационного обучения, позволяющим уменьшить границу между теоретическим характером учебного процесса и практическим характером профессиональной деятельности студента.

Большим потенциалом обладают тренажёры различного назначения для постановки деловых игр при подготовке студентов-электроэнергетиков и широко используемые для тренинга оперативного и диспетчерского персонала энергопредприятий.

Основой для постановки разработанных деловых игр является программные комплексы «Модус», «Феникс», позволяющие моделировать энергообъекты различного напряжения и различных уровней сложности.

Так для проведения деловой игры по оперативным переключениям разработаны методические указания по деловой игре, определён состав участников и система оценки играющих.

В результате использования данной методики в учебном процессе ожидается достижение учебно-педагогического эффекта, который заключается в повышении качества обучения студентов и получении начальных навыков оперативного управления, а также в ускорении адаптации к будущей профессиональной деятельности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1 Серебрянников С.В. Подготовка кадров для энергетики – больше вопросов, чем ответов.//Надёжность и безопасность в электроэнрегетике. 2008.Т1.№3.

2 Черкасов М.Н. Инновационные методы обучения студентов. // XIV Международной заочной научно-практической конференции «Инновации в науке». 2012.Т1. С. 124-130.

3. Хрущев Ю.В., Бацева Н.Л., Мастерова О.А. Активизация подготовки студентов-электроэнергетиков с помощью деловых игр //Известия вузов. Проблемы энергетики, 2010. -№ 3-4/I -с. 38 – 41.
4. Тренажёр оперативных переключений «Модус» [Электронный ресурс]//Компания Модус [сайт]. [2012]. URL: http://swman.ru/content/blogcategory/20/48/ (дата обращения 5.03.2014).
5. Агранович Б.Л. Инновационное инженерное образование / Б.Л. Агранович, А.И. Чучалин, М.А. Соловьев // Инженерное образование. 2003.-№1.-С. 11-14.
6. Барский М.С. Постановка деловых игр по оперативным переключениям для профессиональной подготовки студентов электроэнергетиков // Современные техника и технологии : сборник трудов XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. 2010. Т. 1. С. 15-16.
7. Калани Э.Я. Инновационные методы обучения в подготовке специалистов для электроэнергетики//Проблемы и перспективы современного образования в России и зарубежных странах: сборник трудов I Международной заочной научно-практической конференции. 2013.Т1. С. 52.
8 Инструменты MOODLE для организации и управления процессом дистанционного обучения. URL: http://dev.lms.tpu.ru/ (дата обращения: 03.10.2014)
9. Калани, Э. Я. Организация образовательной деятельности магистрантов в форме деловых игр по дисциплине "Оперативное управление в электроэнергетике"// Уровневая подготовка специалистов: государственные и международные стандарты инженерного образования 2013. С. 47-49.
10. Е.В. Калентионок Оперативное управление в энергосистемах: Учеб. пособие / Е.В. Калентионок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин – Минск: Высш. шк., 2007. – 351 с.

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ЦЕЛЕВОЙ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ ПОДГОТОВКИ МАГИСТРОВ ДЛЯ ФИЛИАЛОВ ОАО «СО ЕЭС»

Р.Ж.Решетова
Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет,
Энергетический институт, кафедра Электроэнергетических систем

Вопрос привлечения и развития персонала является ключевым для компаний топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Опыт крупнейших энергетических компаний: ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»), ОАО «РусГидро», Госкорпорация «Росатом», ОАО «Россети» подтверждает, что правильно выстроенная кадровая политика позволяет ограничить кадровый дефицит и повысить эффективность работы вновь принимаемых сотрудников. [1]

В России система подготовки специалистов электроэнергетической отрасли состоит из реализации целого ряда программ, в частности:

- программы академического бакалавриата, создающего надежную базу для будущей профильной подготовки,
- программы мероприятий научно-технического профиля (конкурсов, викторин, конференций), направленных на выявление и поддержание талантливых студентов,
- программы специализированной магистерской подготовки, в том числе с изучением

ряда предметов в зарубежных вузах;

Завершающий этап подготовки молодого специалиста в выше приведенной системе – обучение в специализированной магистерской программе – является одним из ключевых, поскольку именно в этот период происходит его профильная подготовка в соответствии с определенной спецификой компании.

Например, большинство сотрудников ОАО «СО ЕЭС» – инженерно-технические специалисты, обеспечивающие непрерывное управление электроэнергетическими режимами и развитием Единой энергосистемы России. Задачи ОАО «СО ЕЭС» уникальны, в других энергетических компаниях страны отсутствует большинство функциональных обязанностей персонала ОАО «СО ЕЭС» в аналогичном виде. Сложность и уникальность выполняемых функций, в свою очередь, обусловливают сложность и длительность подготовки кадров для данной компании. По этой причине вузы страны не готовят (и ранее не готовили) специалистов для оперативно-диспетчерского управления энергосистемой в массовом порядке. Такие профессионалы всегда были «штучным товаром», их дополнительная подготовка велась непосредственно на рабочих местах после окончания вуза. [2]

Примером организации технического процесса профильной подготовки кадров в университете является специализированная магистерская программа «Управление режимами электроэнергетических систем», действующая на кафедре Электроэнергетических систем Энергетического Института Томского политехнического университета (ЭНИН ТПУ). [3] Данная программа отвечает современными требованиям, связанных с реформированием электроэнергетики и переходом на рыночные отношения, в условиях которых значение планирования и оперативного управления электроэнергетическими системами значительно возросло. Организация учебного процесса в специализированной магистерской программе заключается в комплексном подходе к профильной подготовке специалиста и обладает рядом особенностей, описание которых приведено далее.

При сравнении учебных планов целевой и бюджетной магистерских программ было выявлено следующее: количество часов аудиторных занятий по самым важным профильным дисциплинам больше в специализированной магистерской программе. Например, по дисциплине «Проектирование и эксплуатация релейной защиты и автоматики энергосистем» в целевой магистерской программе предусмотрено 96 часов, в бюджетной – 48 часов; по дисциплине «Методы и средства управления режимами на базе силовой полупроводниковой техники» в целевой – 64 часа, в бюджетной – 48 часов; по дисциплине «Программно-технические комплексы для контроля режимов и управления электроэнергетическими системами» в целевой – 64 часа, в бюджетной – 32 часа; по дисциплине «Характеристики электрооборудования электростанций и подстанций» в целевой – 64 часа, в бюджетной – 48 часов. [4,5] Несомненно, значительное количество часов отводится на самостоятельную работу, однако, с позиции студента необходимо добавить, что во время аудиторных часов осуществляется «точечная работа» со студентами, особенно в моей профильной группе, состоящей из 10 человек, что означает наличие возможности получить личную консультацию от преподавателя по вопросам, реализуемым в рамках самостоятельной работы.

Следующей особенностью является накопительный принцип оценки приобретенных знаний. Данный принцип заключается в том, что вопросы для итогового собеседования по профильным дисциплинам с представителями ЭНИН ТПУ и ОАО «СО ЕЭС» суммируются из семестра в семестр, что подразумевает возможность проверки остаточных знаний по всем дисциплинам предыдущего семестра и полных знаний по дисциплинам текущего семестра. Например, при сдаче экзамена по дисциплине «Переходные процессы в электроэнергетических системах» после первого семестра в итоговые билеты входили вопросы по дисциплинам первого семестра. Во втором семестре после изучения дисциплины «Противоаварийное управление в энергосистемах» в экзаменационные билеты были включены вопросы по дисциплинам обоих семестров.

Отдельно следует выделить привязку задания по курсовым (КР) и выпускным квалификационным работам (ВКР) к базам данных реальных энергосистем. КР по профильным дисциплинам дают возможность не только освоить технические вопросы, связанные с расчетом режимов, установки релейной защиты и противоаварийной автоматики, но и множество других сопутствующих вопросов, например, экономического характера. Комплексность подхода можно продемонстрировать на многообразии тематик для КР и ВКР выпускников специализированной магистерской программы. Например, «Управление режимами работы ОЭС Сибири в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности» - тема ВКР Блаженковой Марии, сотрудника филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, посвящена оценке направлений перспективного развития ОЭС Сибири. Лозикевич Олег, сотрудник Филиала ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, занимался планированием режимов Приморской ЭЭС при написании ВКР «Анализ установившихся режимов и переходных процессов Приморской энергосистемы». Розум Татьяна, сотрудник Филиала ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ, при написании ВКР «Анализ аварийных режимов Томской энергосистемы при нарушениях на транзите Томск–Парабель» занималась выбором уставок автоматической частотной разгрузки.

Стоит отметить, что для выполнения ВКР магистранту требуется значительный опыт работы с современными программными и аппаратно-программными средствами, такими как: оперативно-информационный комплекс ОИК (СК-2007), «Космос», «RastrWin», «Eurostag», «Мустанг», «АРМ СРЗА». [3] Именно поэтому подготовка специалистов в указанной магистерской программе базируется на использовании программных комплексов на всех этапах подготовки, от изучения лекционных материалов до решения актуальных задач в рамках научно-исследовательской работы. Более того, после первого года обучения студент направляется на практику в один из филиалов ОАО «СО ЕЭС», где у него есть возможность использовать навыки работы с ПК при решении ежедневных задач службы. Например, при прохождении практики в период с 30.06.2014 по 03.08.2014 в службе электрических режимов филиала ОАО «СО ЕЭС» Кузбасского РДУ моим научным руководителем от филиала был сформирован комплекс практических заданий с использованием выше указанных ПК, направленный на освоение и применение материала о Кузбасской энергосистеме. Это позволяет студенту за период прохождения практики ознакомиться с нормативно-технической документацией филиала, со схемой электрических соединений и режимами работы объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону РДУ, со средствами противоаварийной автоматики и релейной защиты основных элементов системообразующей сети, а также изучить многие другие проблемы и перспективы развития энергосистем.

Подводя итог, можно с уверенностью утверждать, что вышеперечисленные особенности магистерской образовательной программы «Управление режимами электроэнергетических систем», разработанной по заказу ОАО «СО ЕЭС», позволяют снизить длительность периода адаптации и повысить эффективность работы молодого сотрудника.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Молодежная секция РНК СИГРЭ [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://cigre.ru/rnk/youth/egm, свободный – Загл.с экрана;
2. СМИ о Системном операторе. «Школа-вуз-предприятие»: программа подготовки кадров [Электронный ресурс] – Режим доступа:http://soups.ru/index.php?id=press_view&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=6166, свободный. – Загл.с экрана;
3. Профиль «Управление режимами электроэнергетических систем» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://masters.tpu.ru/navigation/priemnaya-kampaniya/napravleniya-podgotovki, свободный – Загл.с экрана;

4. Учебный план гр. 5ам3р образовательной программы «140400 Электроэнергетика и электротехника» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://app.tpu.ru/up-viewer/separate, свободный – Загл. с экрана;
5. Учебный план гр. 5ам3б образовательной программы «140400 Электроэнергетика и электротехника» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://app.tpu.ru/up-viewer/separate, свободный – Загл. с экрана;

Научный руководитель: В.В. Шестакова, к.т.н., доцент кафедры Электроэнергетических систем Энергетического института Томского политехнического университета.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ "АРАВАН" ОАО "ОШЭЛЕКТРО" ПО МАТЕРИАЛАМ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКИ

Ж.Б. Алимжанов
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
Энергетический институт, кафедра электроэнергетических систем

В докладе представлен материал, который был собран студентом бакалаврского обучения во время прохождения производственной практики.

Подстанция (ПС) "Араван" входит в состав ОАО "Ошэлектро", которое было образовано 01.07.2001 г. в результате реорганизации Ош предприятия электрических сетей [1].

Основные технические показатели ОАО «Ошэлектро»на 2014 год

Количество подстанций 35 кВ	87
Суммарная мощность	474,9 МВ*А
Протяжённость воздушных линий 35-0,4 кВ	12998,08 км
Протяжённость кабельных линий 35-0,4 кВ	324 км
в том числе кабельных линий 35 кВ	15 км
кабельных линий 10 кВ	96 км
кабельных линий 6 кВ	69 км
кабельных линий 0,4 кВ	144 км
Количество отходящих фидеров 6-10-35 кВ	473
Количество трансформаторных подстанций 6-10 кВ	4 875
Суммарная мощность	940 МВ*А

В зависимости от напряжений на ПС используются следующие схемы электрических соединений:

Наименование ПС	Схема электрических соединений	
	РУВН	РУСН
ТЭЦ Ош	Две рабочие системы шин с обходной системой шин	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
Узловая		Две рабочие системы

Наименование ПС	Схема электрических соединений	
	РУВН	РУСН
Алай	Две рабочие системы шин	шин с обходной системой шин
Кара-Суу		Блок линия - трансформа тор с выключателем
Айгуль-Таш	Заход-Выход	Две рабочие системы шин
Самат	Блок линия - трансформатор с выключателем	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Морская		
Целинная		
Плавильная		
Центральная		
Кадамжай	Мостик с выключателями в цепях транс форматоров и ремонт ной перемычкой со стороны трансформаторов	
Металлургическая		
Кызыл-Кыя2		
Маш. завод		
Кызыл-Кыя1		

В составе ОАО "Ошэлектро" имеются подстанции с высшими напряжениями 110 кВ, 35 кВ, 6-10 кВ:

110 /35 / 10 кВ ПС Мангит--А/о А.Анаров
110 /10 кВ ПС Тепе-Курган А/о .Тепе-Курган
35 /10 кВ ПС Парники -А/о С.Юсупова
ПС Чек-Абад -А/о Чек-Абад
ПС Гулбаар -А/о Керме- Тоо
ПС Пахтачы -А/о Тоо-Моюн
ПС Тоо-Моюн -А/о Тоо-Моюн

Характеристика электрооборудования ПС "Араван" представлена на рис.1 [2].

Связь подстанции с энергосистемой имеется по линиям связи Мангыт– 35 кВ и Гулбагра – 35 кВ.

Распределение электроэнергии осуществляется по линиям 10 кВ. Потребителями электроэнергии являются заводы, например, "АраванЦемент", Электротехнический завод, - а также жилой массив.

В качестве силовых трансформаторов используются ТМН-6300/35/10, ТМ-4000/35/10, ТМ-25/10/0,4.

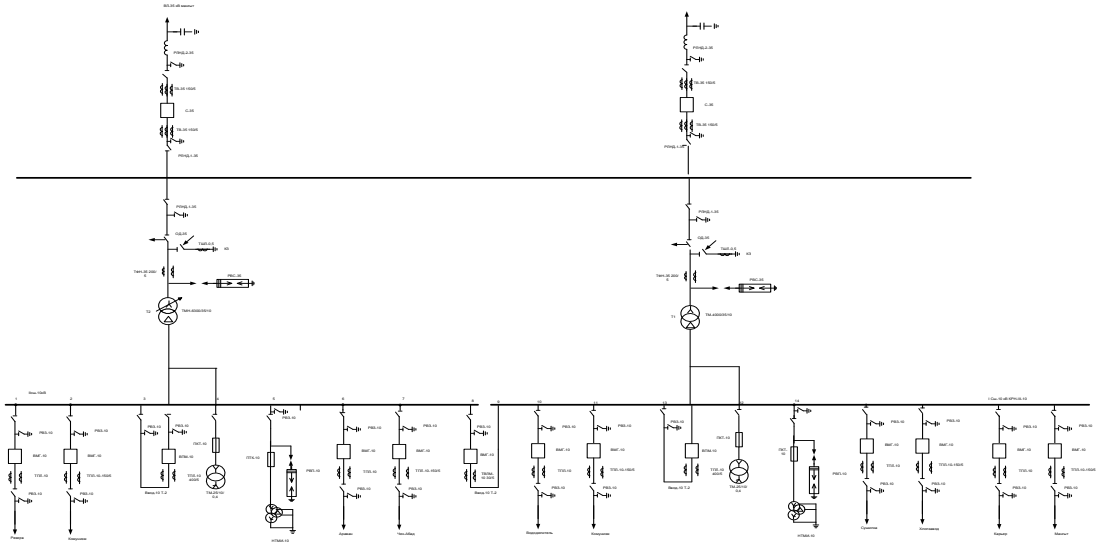


Рис.1.Принципиальная схема ПС35/10кВ «Араван»

Трансформатор ТМН мощностью 6300 кВ*А является одним из самых высокотехнологичных силовых трансформаторов, производства ОАО "ЭТК "Биробиджанский завод силовых трансформаторов".

В трансформаторе предусмотрена возможность автоматического регулирования напряжения без отключения его от сети с помощью устройства РПН типа РНТА 35/125 . Имеется девять ступеней регулировки напряжения по стороне ВН с диапазоном регулирования ±4х2,5% от номинального. Переключение трансформатора ТМН-6300 на другой диапазон может производиться как в автоматическом, так и в ручном режимах.

В настоящее время на подстанции для связи РУ - 35 кВ и РУ – 10 кВ используются силовые трансформаторы разной мощности, что объясняется историей развития ПС "Араван" из однотрансформаторной подстанции. Поэтому возможно предложение по замене силового трансформатора ТМ-4000/35/10 на ТМН-6300/35/10.

Типы коммутационных аппаратов распределительного устройства 35 кВ: выключатели С-35М-630-10, разъединители РЛНД-1-35; отделители ОД-35; короткозамыкатели КЗ-35.

На подстанции также установлены измерительные трансформаторы тока и напряжения: ТПЛ-10-400/0,5/10Р; НТМИ-10.

РУ-35 кВ выполнено по схеме два блока трансформатор - линия с параллельным соединением трансформаторов на стороне высшего напряжения. Такая схема имеет существенный недостаток: потеря связи с энергосистемой при повреждении одного из силовых трансформаторов. Поэтому возможно предложение по установке выключателя в перемычке, связывающей два силовых трансформатора, что повысит надежность ввода мощности на подстанцию.

РУ 10 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная система сборных шин. Причем в качестве коммутационных аппаратов используются аппараты комплектных распределительных устройств (КРУ).

Комплектное распределительное устройство в значительной степени превосходит распредустройство обычного исполнения без КРУ. КРУ компактны, удобны в управлении, а самое главное надежны и безотказны в процессе эксплуатации. Существует еще одно неоспоримое преимущество комплектных РУ: разделение ячейки перегородками на несколько отсеков. Перегородки разделяют друг от друга отсеки сборных шин высокого напряжения, электрических аппаратов, цепей вторичной коммутации, устройств управления и защиты (релейный отсек ячейки). Разделение шкафа на несколько независимых отсеков позволяет локализировать внезапно возникшую аварию, не допустить ее распространение, а также обеспечивает удобство и безопасность обслуживания ячейки комплектного РУ.

Построения схемы электрических соединений РУ 10 кВ удовлетворяет требованиям по надежности электроснабжения и не требует изменений.

В заключение следует отметить, что производственная практика позволила автору доклада получить профессиональные консультации по обслуживанию и эксплуатации электрооборудования (силовых трансформаторов, электрических аппаратов). Также была предоставлена возможность изучения не только схемы электроснабжения Араван РЭС, но также и схемы электроснабжения всего ОАО "Ощэлектро".

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Электро [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.oshelectro.kg/, свободный – Загл. с экрана
2. Технологический процесс и электрооборудование Араван РЭС
ОАО «Ошэлектро» Отчет по производственной практике.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.

Научный руководитель: Н.М. Космынина, к.т.н., доцент кафедры

СОДЕРЖАНИЕ

МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Т.Н. Круглова, В.С. Коваленко, Д.А. Литвин
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ МЕТОД ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 7

В.Р. Иванова, И.Ю. Иванов
КОНТРОЛЬ УРОВНЯ ОСВЕЩЕННОСТИ РАБОЧЕЙ ПОВЕРХНОСТИ С ПОМОЩЬЮ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО БЛОКА УПРАВЛЕНИЯ СВЕТИЛЬНИКА 11

А.Е. Глазырина, Д.С. Левин
МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА ИСТОЧНИКА ОТБОРА МОЩНОСТИ 14

П.М. Ревенко
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МАЛОЗАТРАТНЫХ 18

Н.В. Пономарев
ПРОГРАММНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕТОДА ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ РЕФЛЕКТОМЕТРИИ 21

М.В. Долгов, И.В. Сорокин
РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОЙ СТРАТЕГИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 24

О.С. Михайленко
ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛИН ПРОЛЕТОВ И УЧАСТКОВ ВЛ ПО ДАННЫМ КОСМОСНИМКОВ 29

В.Я. Горячев, А.Н. Лазарев, С.А. Михайлов
ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ СИСТЕМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА 33

Д.Е. Титов, Г.Г. Угаров, А.Г. Сошинов
СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ИНТЕНСИВНОСТИ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ "МИГ" ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 37

Д.А. Нестеров
ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 40

К.С. Аверьянова, Н.В. Безменова
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ В КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ 6(10) КВ 43

А.А. Перевалов, С.М. Юдин
РАЗРАБОТКА СПОСОБА УПРАВЛЕНИЯ МОБИЛЬНЫМИ ДИЗЕЛЬНЫМИ И ГАЗО-ПОРШНЕВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ИЗ ОПЕРАТИВНО ИНФОРМАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА 47

А.В. Танаев, В.А. Кучуков, В.М. Сальникова, В.М. Мякишев
ВОССТАНАВЛИВАЮЩЕЕСЯ НАПРЯЖЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ 49

А.В.Перевалова, В.И.Полищук
АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЦЕНТРОВ ОАО "СО ЕЭС" 52

И.В. Давиденко, Е.Д. Халикова
МЕТОДИКА РАНЖИРОВАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ 55

Ю.А. Воронова
ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ 60

С.А. Мартыненко, Д.Е. Титов
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛА НАРАСТАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ГОЛОЛЕДА НА ПРОВОДАХ ЛЭП 63

Т.И. Розум, В.И. Полищук
РАЗРАБОТКА АРХИТЕКТУРЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА 65

Д.Н. Баклай, О.В. Шутенко
ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЗНАЧЕНИЙ ГРАНИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ 69

Б.Б. Дымбрылов, А.В. Зубков
СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 73

М.И. Валиуллин
ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМ СБОРА ОПЕРАТИВНОЙ ИНФОРМАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ И МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ 76

А.М. Капицкий
КЛАССИФИКАЦИЯ «УЗКИХ МЕСТ» И ПРИЗНАКИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА 35 – 110 КВ, СКРЫВАЮЩИХ В СВОЕМ СОСТАВЕ КРИТИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ 79

Н.А. Лебедев, Д.В. Кокорин
ФОРМИРОВАНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ ПРИ ТЕСТИРРОВАНИИ ОБМОТОК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СО СХЕМОЙ СОЕДИНЕНИЯ «ТРЕУГОЛЬНИК» ПРЯМОУГОЛЬНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ НАПРЯЖЕНИЯ 83

А.Ж. Алишев
ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 87

Е.В.Пересторонина
ВИБРАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ АГРЕГАТА И ИНТЕГРАЦИЯ ЕГО В СИСТЕМУ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ 90

В.Г. Гольдштейн, А.В. Машков, Е.В. Ревякина, К.С. Фатеева
ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ И АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙНОСТИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ 93

Е.С. Кочнева, А.В. Паздерин
ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ МЕТОДАМИ ТЕОРИИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ 98

К.А. Щенин
ВПУСК ВОЗДУХА ПОД РАБОЧЕЕ КОЛЕСО ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ КАК МЕТОД БОРЬБЫ С КАВИТАЦИЕЙ И ПОВЫШЕНИЕ КПД ТУРБИНЫ 102

А.И. Константинов, А.С. Кузнецова
ФОРМИРОВАНИЕ ОТЧЕТНЫХ ДОКУМЕНТОВ В ФИЛИАЛАХ «СО ЕЭС» СРЕДСТВАМИ ОПЕРАТИВНО-ИНФОРМАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА СК-2007 105

В.Ф. Быкадоров, Е.О. Евгеньев, Е.А. Коршунов
ПРИМЕНЕНИЕ ИНДУКЦИОННОГО МЕТОДА ДЛЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ДЕФЕКТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП 6 – 35 кВ НА ТРАССЕ 108

И.Е. Иванов, А.Ю. Мурзин
ОБНАРУЖЕНИЕ И ФИЛЬТРАЦИЯ ИМПУЛЬСНЫХ ПОМЕХ В СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЯХ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ 112

И.Л. Баранов, Н.Ш. Чемборисова
СХЕМНО-РЕЖИМНЫЙ АНАЛИЗ ЭЭС НА ОСНОВАНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ МОДУЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ УЗЛОВ 116

Е.А. Марюшко
МЕТОДЫ СОЗДАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ЧАСТИЧНОГО РАЗРЯДА В КРУЭ 120

Р.А.Гусев
СИСТЕМА ДЛЯ СБОРА ИНФОРМАЦИИ ОБ АВАРИЙНЫХ НАРУШЕНИЯХ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ СО ЕЭС 124

А.С. Сафронов
ОСОБО ТОЧНЫЕ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ НА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЯХ. 127

С.С. Костинский
СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРЕ ПРИ РАВНОМЕРНОМ И НЕРАВНОМЕРНОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ 129

З.А. Панькина
ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ, ГЕОРАДИОЛАКАЦИОННЫЙ И ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ ГРУНТОВОЙ ПЛОТНЫ, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ АДЕЖНОСТИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ГИДРОУЛА 134

Д.С. Савченко
ОЦЕНКА ПРЕДЕЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ПО ЛЭП С ПОМОЩЬЮ СМПР 137

А.А. Новкунский, А.В. Хорохов, А.С. Кузнецов
ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОСИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС 140

Н.Э. Вайсблат, К.В. Иконникова, И.С. Перемитин
МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА ПРОСЕК ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПОСРЕДСТВОМ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ 144

В.А. Данилин, В.И. Полищук
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТОБРАЖЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ, ПОВЫШАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДИСПЕТЧЕРСКОГО АНАЛИЗА ЭНЕРГОСИСТЕМ 148

Д.А.Горшков
ТЕПЛОВИЗИОННАЯ ДИАГНОСТИКА КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ 152

Н.И. Игнатьев
ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ОСНОВНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СИЛОВЫХ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ 156

Л.Р. Мухаметова, И.Г. Ахметова
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЧЕТ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, СОПРЯЖЕННЫЙ С ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМОЙ 161

ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РЫНОК И ИНОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.А. Казанцев
СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В ФОРМИРОВАНИИ ЭНЕРГОТАРИФА 165

А.А. Ткачук, К.К. Ким
СТАБИЛИЗАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА 167

О.Л. Коркунова, А.А. Сташкевич
ОБЗОР МИРОВОГО ОПЫТА ПО СНИЖЕНИЮ НЕТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАЗВИВАЮЩИХСЯ СТРАНАХ 171

С.Ю. Кузьмин, В.И. Полищук
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ОБРАБОТКИ РЕМОНТНОЙ ИНФОРМАЦИИ В СИСТЕМАХ АСДУ 175

П.А. Крючков, А.Е. Семина
УЧЕТ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 179

Ю.П. Загайнова
ОБЗОР РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЗА РУБЕЖОМ 183

А.С.Наполов, Р.М.Сайфутдинов
О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БЛОКА ПИТАНИЯ С ОТБОРОМ МОЩНОСТИ ДЛЯ ЗАРЯДКИ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ 185

А.Н. Дудкин, А.П. Леонов, А.С. Супуева
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ПРОПИТКИ НИЗКОВОЛЬТНЫХ ОБМОТОК 189

А.С. Дмитриева
ПРИНЦИП ПАРЕТО: ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД КОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РАЗВИТИЮ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 190

А.В. Корбуков, А.В. Прокудин, М.Е. Гольдштейн
ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ ТИПА ЗНОЛПМ-10 В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10 кВ С ВОЗДУШНЫМИ ЛЭП 194

В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн, А.И. Нюхалов, В.В. Апполонов
ПРИМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СВЕРХПРОВОДИМОСТИ КАК ОСНОВА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МЕГАПОЛИСОВ 199

Т.Е. Шадриков, А.М. Соколов, А.В. Гусенков
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НЕПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ 203

И.Н.Шушпанов, М.Е.Терентьева, К.В.Суслов
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ В РОССИИ 207

Ф.Л. Бык, Л.С. Казакова
ВЛИЯНИЕ ИЗОЛИРУЮЩЕЙ КОМПОЗИТНОЙ ТРАВЕРСЫ НА КОЭФФИЦИЕНТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ГОТОВНОСТИ СЕТИ 210

В.М. Кущенко, А.Н. Малюков
ИЗМЕНЕНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ 110 кВ С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ НОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ БЕЗ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УСИЛЕНИЮ СЕТИ 110 кВ 214

К.А. Сидоров, И.В. Захарченко
ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ОПТИЧЕСКИХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 217

А.В. Ерашов, А.А. Тимусь
КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ С УЧЕТОМ МЕТЕОФАКТОРОВ НА ОСНОВЕ НЕЙРО-НЕЧЕТКОЙ СЕТИ 222

А.В. Помазова, Т.В. Панова, Г.И. Геринг
РОЛЬ СТРУКТУРНЫХ ФАКТОРОВ В ПОВЫШЕНИИ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ТРУБНОЙ СТАЛИ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ТЕРМООБРАБОТКЕ 225

О.Д. Балабанюк, А.Г. Фишов
МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛУГ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ 229

И. Д. Поляков, С. А. Дмитриев, П. В. Чусовитин, Т. Ю. Паниковская
АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫРАВНИВАНИЯ ГРАФИКА СУТОЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ПОМОЩИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С РЕГУЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКОЙ 234

М.И. Блаженкова
О РАБОТЕ ОЭС СИБИРИ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОРЭМ 238

А.А. Бородин
КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ С УЧЕТОМ МЕТЕОФАКТОРОВ 244

Р.Д. Заманов
ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ (ГИБКОЙ) СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА В ДАГЕСТАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ 247

О.В. Хомутова
ПРОБЛЕМЫ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАСЧЕТА ВСВГО 250

С.А. Утц
АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ В ПЕРЕДАЮЩЕЙ СЕТИ ЕЭС РОССИИ 253

В.М. Дашков, Я.В. Макаров
РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОГО ПОДХОДА 258

А.А. Назаров
ПОКАЗАТЕЛЬ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 261

А.А. Костин, П.Е. Мезенцев
АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАЗВИТИЯ ЭЭС С УЧЕТОМ ИЗНОСА ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ РЕГИОНА 264

А.М. Вдовин, А.В. Попов, А.Н. Хуснутдинов
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ НА НАДЕЖНОСТЬ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 268

В.К.Леонова, Г.Н.Климова
ОЦЕНКА ФАКТОРОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НАСЕЛЕНИЕМ СИБИРСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА В ДОЛГОСРОЧНОМ ПЕРИОДЕ 271

К.Р. Валиуллин
АНАЛИЗ СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ УЛИЧНЫМ ОСВЕЩЕНИЕМ ПО РАЗЛИЧНЫМ КРИТЕРИЯМ 275

А.Д. Чернова
ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ПРИМЕРЕ СЭС ГОРОДА ОРЕНБУРГА 279

Д.С. Кунулеков
АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 282

Е.М. Шишков, В.Г. Гольдштейн
ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ ПО РАЗОМКНУТЫМ САМОКОМПЕНСИРУЕМЫМ ЛИНИЯМ 285

Ю.Г. Федоров
АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УМНОГО ГОРОДА ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЕГО ИНФРАСТРУКТУРЫ 289

С.В. Воробьев, В.Ф. Воробьев, А.В. Гусенков
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ АКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГРОЗОЗАЩИТНОГО ТРОСА НА ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 293

С.А. Дмитриев, А. И Хальясмаа, Д. А. Балтин, Н. А. Бабушкина
АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 296

Р.А. Клименков, А.С. Ведерников, А.С. Гнеушев, Е.А. Балукова
ИЗМЕНЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭЦ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ОСНОВОПОЛАГАЮЩИХ ФАКТОРОВ 300

Т.Ю. Паниковская, Е.П. Шалина, Д.А. Чечушков, Д.С. Яковенко
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УЗЛОВОЙ ЦЕНЫ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 303

Н.Д.Мухлынин, А.В.Паздерин
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПОЛОГИИ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 308

Д.Г. Телепова
ТРАНСГРАНИЧНОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ РОССИИ И ФИНЛЯНДИИ НА ОСНОВЕ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 312

И.Л. Архипов , И.Л. Баранов, А.М. Иванов, Д.А. Новицкий, Д.В. Сорокин, Д.В. Холкин
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ МНОГОАГЕНТНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ 316

Т.Г. Панкрушина, А.А. Хоршев
ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ ТЭЦ В РОССИИ 320

ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

С.В. Скубиенко, И.В. Янченко
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭС С ТУРБОУСТАНОВКОЙ К-300-240-2 ХТГЗ И ТЕПЛОВЫМ НАСОСОМ АБСОРБЦИОННОГО ТИПА 325

М.А. Вольман, В.К. Семенов
ОПТИМИЗАЦИЯ ВУЗОВСКОЙ ПОДГОТОВКИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА АЭС НА ОСНОВЕ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ТРЕНАЖЕРОВ-ИМИТАТОРОВ 328

А.Р. Дягель, С.В. Лавриненко
ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ РЕАКТОРА БРЕСТ-ОД-300 И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ 332

D.V. Grishko, D.Y. Malishev, A.V. Kuzmin
CALCULATION METHODOLOGY OF FAST FISSION FACTOR IN A THERMAL REACTOR 335

И.Л. Москалёв, В.В. Литвак
АНАЛИЗ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 340

Д.Э. Вдовин
РЕАКТОРЫ БН С ТЖМТ 345

Я.В. Лисова, И.А. Рябиков
ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДАТЧИКОВ ТЕМПЕРАТУРЫ 348

Д.В. Гудеменко, П.С. Климов
РАЗРАБОТКА И ТЕСТИРОВАНИЕ БЕССЕТОЧНОГО ЧИСЛЕННОГО МЕТОДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАДАЧ СО СВОБОДНОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ 352

Е.С. Воронцова
РАНЖИРОВАНИЕ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК НА ОСНОВЕ ФОРМАЛИЗОВАННОЙ ОЦЕНКИ 357

Д.С. Щеголихин
СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 361

С.А. Ефремов
СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ПРЕВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПАРОГЕНЕРАТОРАХ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ЭНЕРГОБЛОКА 364

Э.М. Хуснутдинова
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В МАЗУТНЫХ ХОЗЯЙСТВАХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ 367

А.М. Клер, А.С. Максимов, А.В. Чалбышев, Е.Л. Степанова
ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ ПРИ РАБОТЕ НА РЫНКЕ НА СУТКИ ВПЕРЕД 369

А.М. Антонова, Д.С. Чернов
ПОКАЗАТЕЛИ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ НА БАЗЕ СЕРИЙНОЙ ГТУ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ГЕНЕРАТОРНОМ ГАЗЕ 373

Е.В. Иванова, А.А.Таханова
СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЕМ КОНДЕНСАТА В КОНДЕНСАТОРЕ ТИПА К-12150 ТУРБИНЫ ТИПА К-220-44 378

Р.У. Гимазов
СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ ПОВЕРХНОСТНОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ 381

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ И ТОПЛИВО

В.Г. Гольдштейн, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ 384

П.А. Николаев, С.В. Петровский
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ ЭЛЕКТРОМОБИЛЯ В РЕЖИМЕ ЗАРЯДКИ ОТ ЭЛЕКТРОСЕТИ 388

М.Н. Алимбеков, Ю.Н. Иванников, Ю.А. Макаричев
НАГРЕВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА И ЕГО МОДЕЛИРОВАНИЕ ЧИСЛЕННЫМ МЕТОДОМ 391

О.К. Никитина
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ОРЕНБУРГСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА 395

Г.И. Худякова, К.Д. Кривова, П.В. Осипов
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО - РАСЧЕТНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК АНТРАЦИТА ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ ТГА ИССЛЕДОВАНИИ 399

С.Д. Нестеров, П.А. Ральников, Г.И. Худякова
РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ГАЗОГЕНЕРАТОРА ВИХРЕВОГО ТИПА 403

А.Ю.Андреев, Г.А.Матвеев, Ю.В.Обухова
АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ПОВТОРНОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ 407

ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕПЛОТЕХНИКА

О.Г. Волокитин, В.В. Шеховцов
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛОПЕРЕНОСА ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО СИЛИКАТНОГО РАСПЛАВА В АГРЕГАТАХ НТП 410

И. Р. Мухаметгалеев
МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОГАЗОМЕХАНИКИ И ТЕПЛООБМЕНА В ХВОСТОВОЙ ЧАСТИ КОТЛОАГРЕГАТОВ 413

М.В. Агафонцев, Е.Л. Лобода, В.В. Рейно
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СПЕКТРОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ГОРЕНИИ РАЗЛИЧНЫХ ГОРЮЧИХ МАТЕРИАЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ ИК–ДИАГНОСТИКИ В РАЗЛИЧНЫХ СПЕКТРАЛЬНЫХ ДИАПАЗОНАХ 417

М.В. Агафонцев, Е.Л. Лобода, Е.А. Макарова, В.В. Рейно
О ВЫБОРЕ СПЕКТРАЛЬНОГО ИНТЕРВАЛА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПОЛЕЙ ТЕМПЕРАТУРЫ В ПЛАМЕНИ С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛОВИЗОРА 422

Д.А. Лапатеев, Н.Н. Смирнов, А.А. Яблоков
ТРОЙНОЕ ПРЕИМУЩЕСТВО ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ОКОН С ЭКРАНАМИ В СИСТЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ 426

А.С. Горшенин, В.Е. Кривошеев
РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТЕПЛООБМЕНА ПРИ СТРУЙНОМ НАГРЕВЕ АЛЮМИНИЕВОГО РУЛОНА ГОРЯЧИМ ВОЗДУХОМ 430

А.Д. Никитин
ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ЖИДКОПОРШНЕВОГО ПУЗЫРЬКОВОГО НАСОСА 433

D.K. Baktybaeva, V.E. Yukhnov
TEMPERATURE OF A SOLID UNDER THE INFLUENCE OF HEAT RADIATION OF HIGHINTENSITY 437

Д.В. Терёшина
СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПАРОСНАБЖЕНИЯ 440

А.Г. Щербаков
ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТУРБИН ПРОТИВОДАВЛЕНИЯ НА ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ 445

А.А. Рябцев
МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ
“ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ
ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ МЕТОДОМ ТРУБЫ” 447

А.Д. Радьков
ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛОВОГО НАСОСА ДЛЯ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 451

Е.В. Лымарь, А.В. Лесных
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ТЕПЛОФИКАЦИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕКОТОРЫМИ РЕАГЕНТНЫМИ
МЕТОДАМИ 453

О.М. Руденко, П.А. Стрижак
ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ ИМПУЛЬСНЫХ ТОКОВЫХ
НАГРУЗОК СВЕТОДИОДА 457

МАЛАЯ (РАСПРЕДЕЛЕННАЯ) И ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

С.Е. Кривошеев
ПЕРСПЕКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ 462

Р.М. Шнеерсон
РАЗРАБОТКА ГИБРИДНОГО ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА
ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ 467

В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко
АНАЛИЗ МИРОВЫХ СТАНДАРТОВ НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ
К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ 471

Е.А. Бусыгина
РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА НА ПРИМЕРЕ ПРЕДПРИЯТИЯ
ОАО «ТЭЦ-СЕВЕРНАЯ» 476

С.С. Попов
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА 479

Н.Н. Голых, А.Г-Г. Магомедов, А.Р. Напсо
СТРОИТЕЛЬСТВО ОФФШОРНОГО ВЕТРОПАРКА КАК АЛЬТЕРНАТИВНОГО
СПОСОБОА СНИЖЕНИЯ ГЕНЕРИРУЕМОЙ МОЩНОСТИ В
ЭНЕРГОСИСТЕМЕ КРЫМА 483

И. А. Морозов, С. С. Шовкопляс
ДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ДЛЯ УСТАНОВОК МАЛОЙ
ГЕНЕРАЦИИ 486

В.К. Анциферова, М.И. Алексеева, Р.Ю. Беляев
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ ИЗ АТМОСФЕРЫ ВБЛИЗИ КОМПЛЕКСНЫХ ГИДРОУЗЛОВ 489

Е.А. Дворцов
ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА МАЛЫХ ГЭС В РЕСПУБЛИКЕ ТЫВА 492

С.П. Тананаев, Е.А. Кротков
ПРИМЕНЕНИЕ КОНДЕНСАТОРНОЙ БАТАРЕИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА ТОПЛИВА 495

А.С. Петрусёв
РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ УСТАНОВОК 497

Ю.П. Кубарьков, Е.М. Камерная
АКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПОТОКАМИ МОЩНОСТИ - КЛЮЧЕВОЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ 500

В. В. Шестакова, И. М. Кирпичникова
РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ДВИЖЕНИЯ ЧЕЛОВЕКА 505

О.И. Горте, М.С. Хмелик
УПРОЩЁННАЯ МОДЕЛЬ НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ МИКРОЭНРГОСИСТЕМ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ 507

А. Л. Шестакова, И. М. Кирпичникова
ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ 512

А.И. Гаврилов, М.Е. Гольдштейн
ОСОБЕННОСТИ ПРИСОЕДИНЕНИЯ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ СРЕДСТВАМИ НА ОСНОВЕ ЭЛЕМЕНТОВ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ 514

А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин.
СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЕНСАЦИИ НАГРУЗКИ ГВС С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ 517

А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин
СПОСОБ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК В СУЩЕСТВУЮЩИЕ ОТОПИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ 520

Р.Р. Шириев, Э.И. Нургалиева, Р.А. Сарварова
КОМБИНИРОВАННЫЙ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС «УМНОГО» ИСКУССТВЕННОГО И ГЕЛИО-ОСВЕЩЕНИЯ 523

Д.А. Козюков
ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 527

А.В. Романов, Т.А. Филиппова
ОСОБЕННОСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ 531

П.В. Чусовитин, О.Ю. Малоземова, М.В. Леваш
ФАЗОВАЯ ФОРСИРОВКА АСИНХРОНИЗИРОВАННОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА, УСТАНОВЛЕННОГО В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 534

О.С. Удовик, А.В. Лесных
АВТОНОМНАЯ РАБОТА ВЕТРО – ДИЗЕЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТЬЮ 50 КВТ (ВДАЭК – 50) НА О. РЕЙНЕКЕ. 538

И.С. Токарев
РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГОЛОВНОЙ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ «САХАЛИН» 542

П.В. Колобов, С.А. Ерошенко, В.О. Самойленко
РЕЖИМ ИЗОЛИРОВАННОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНА С ГЕНЕРАТОРАМИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ 545

А.В. Дорошенко
РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ВЫБОРА КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ 550

Д.А. Копылов
ЗНАЧЕНИЕ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ В ОБЛАСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ 552

Е.И. Климов, Е.А. Патрашкин
ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ В ГОРОДСКОМ СЕКТОРЕ 556

С.В Митрофанов, А.Ю. Немальцев
ПЕРЕНОСНАЯ СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ С АВТОНОМНОЙ СИСТЕМОЙ СЛЕЖЕНИЯ ЗА СОЛНЦЕМ 561

Д.С.Корнев
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ С ИНТЕГРАЦИЕЙ В СУЩЕСТВУЮЩУЮ ЭНЕРГОСИСТЕМУ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ 564

П.К. Березовский
ОПЫТ НОРМАТИВНО – ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГЕРМАНИИ В АСПЕКТЕ ГЛУБОКОГО ПРОНИКНОВЕНИЯ ВИЭ В СТРУКТУРУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ 567

А.Г. Русина, Е.А. Совбан, Т.А. Филиппова
ОПТИМАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕСУРСОВ НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ 571

К. А. Скурихина, А. Ю. Арестова, Д.В. Армеев
ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ MICROGRID ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ 572

С.В. Прокопченко, А.И. Кияница
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ С СЕТЬЮ СИНХРОННОГО ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО АГРЕГАТА С РЕГУЛЯТОРАМИ ВОЗБУЖДЕНИЯ РАЗЛИЧНОГО ТИПА 576

И. Е. Лопатин, Т.Ю. Паниковская, Е.П. Шалина
МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИУ ПОТРЕБИТЕЛЯ 580

П.А. Глик
ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В XXI ВЕКЕ 585

Н.Н.Машина
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ – ВОДОРОСЛИ, ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ 588

ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ И ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

О.А. Малышева
ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕРАКТИВНЫХ МЕТОДОВ ОБУЧЕНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ СТУДЕНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ 592

И.С. Целуковский
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ПОДГОТОВКЕ СТУДЕНТОВ ВУЗОВ 596

О.В. Тихонова
О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВЕДЕНИЯ ПРИКЛАДНОГО ПАКЕТА «ANSYS MAXWELL» В УЧЕБНУЮ ПРОГРАММУ ДЛЯ БАКАЛАВРОВ 599

А.В. Паздерин, В.А.Тащилин, П.В. Чусовитин, Г.С. Шабалин
РАЗРАБОТКА УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДИСЦИПЛИНЫ "ОРГАНИЗАЦИЯ В ЕЭС РОССИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ. ЧАСТОТНАЯ ДЕЛИТЕЛЬНАЯ АВТОМАТИКА" 603

А.А. Тетерядченко, В.М. Пасторов
АНАЛИЗ МЕТОДОВ ТРЕНАЖЕРНОЙ ПОДГОТОВКИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ОАО «СО ЕЭС». МЕТОД ОБЪЕКТИВНОЙ ОЦЕНКИ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК РТД «ФИНИСТ» 609

И.С. Цой, Н.М. Космынина
ПРОГРАММНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИЛОВОГО АВТОТРАНСФОРМАТОРА 612

И.В. Воронов
О ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ПРОФИЛЬНОЙ ПРОГРАММЕ СИСТЕМНОГО ОПЕРАТОРА СОВМЕСТНО С НИ ТПУ НА ПРИМЕРЕ СЛУЖБЫ СОПРОВОЖДЕНИЯ РЫНКА 615

И.М. Ефремов, Н.М. Космынина
РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СПОСОБОВ ГАШЕНИЯ ПОЛЯ ГЕНЕРАТОРА 617

В.В.Трощинский
МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЕЛОВЫХ ИГР ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ СТУДЕНОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ 620

Р.Ж.Решетова
ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ЦЕЛЕВОЙ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ ПОДГОТОВКИ МАГИСТРОВ ДЛЯ ФИЛИАЛОВ ОАО «СО ЕЭС» 624

Ж.Б. Алимжанов
АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ "АРАВАН" ОАО "ОШЭЛЕКТРО" 627

Научное издание

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ

Научные труды V

Международной научно-технической конференции

10-14 ноября 2014 г.

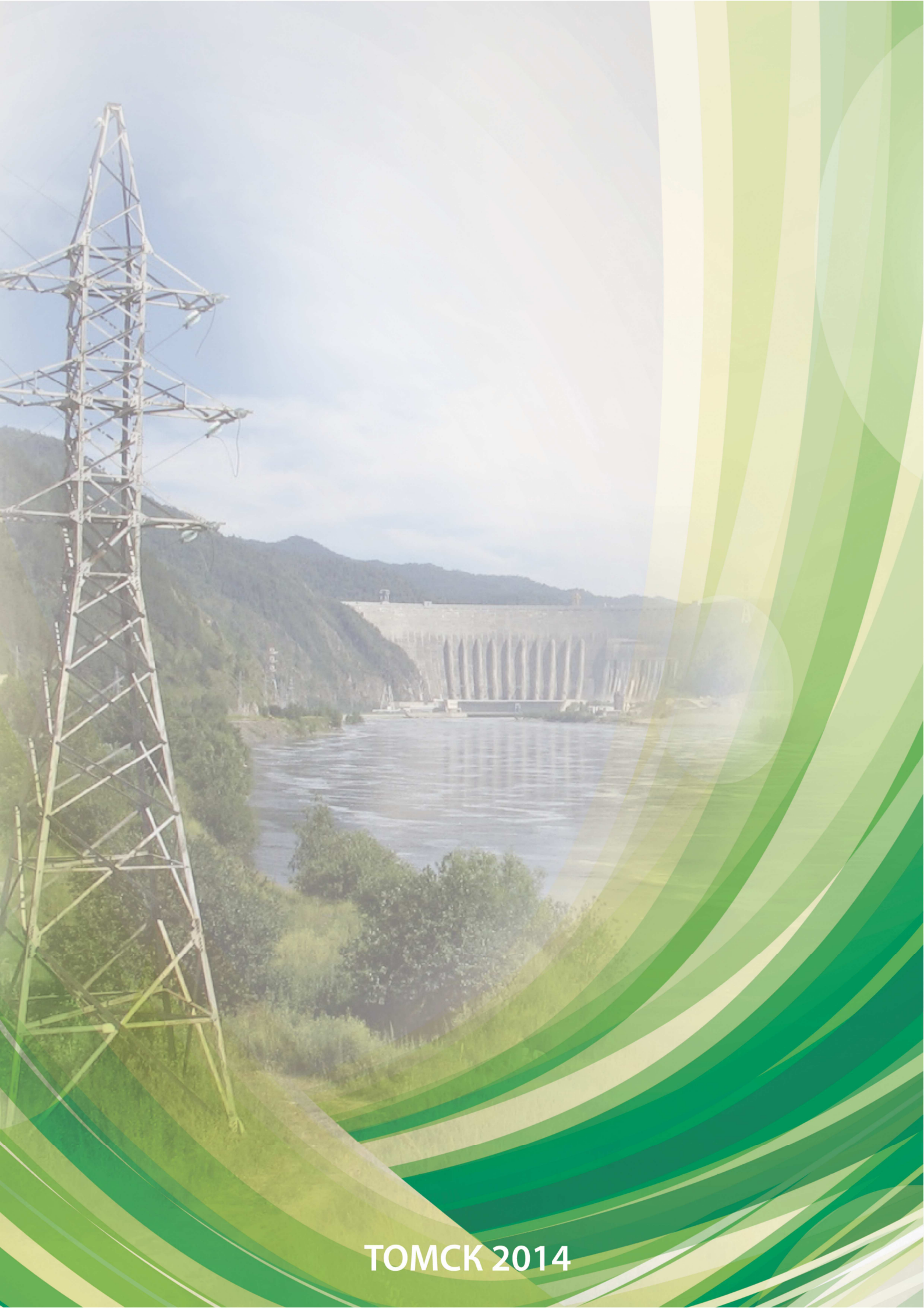
Том 2

Издается в авторской редакции

Подписано в печать 31.10.2014. Тираж 70 экз.
Кол-во стр. 645. Заказ 61-14
Бумага офсетная. Формат А4. Печать RISO.

Отпечатано в типографии ООО «РауШ мбх»

Лицензия Серия ПД №12-0092 от 03.05.2001 г.
634034, г.Томск, ул. Усова 7, оф. 046.
Тел. 8-952-807-4686



ТОМСК 2014