



**ЭНЕРГЕТИКА:
ЭФФЕКТИВНОСТЬ,
НАДЕЖНОСТЬ,
БЕЗОПАСНОСТЬ**

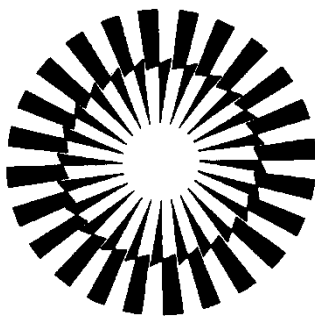
**МАТЕРИАЛЫ ТРУДОВ
XXI ВСЕРОССИЙСКОЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ**

Том 1

**Томск
2-4 декабря 2015 г.**

ФГАОУ ВО НИ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
РОССИЙСКИЙ ФОНД ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ТОМСКОЕ ПРОФЕССОРСКОЕ СОБРАНИЕ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ
РОССИЙСКОЕ НАУЧНОЕ ОБЩЕСТВО АНАЛИЗА РИСКА
МЕЖДУНАРОДНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ЭКОЛОГИИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ
СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ МЕДИЦИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

**МАТЕРИАЛЫ ТРУДОВ XXI ВСЕРОССИЙСКОЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«ЭНЕРГЕТИКА:
ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ»**



Томск - 2015

УДК 620.9+(621.311+621.039):504+621.039.058+621.311.019.3
Э65

Э65 Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность: материалы
XXI всероссийской научно-технической конференции / Томский
политехнический университет. – Томск: Изд-во «Скан», 2015. – 1 Т. – 446 с.

Настоящий сборник содержит материалы XXI всероссийской научно-технической конференции “Энергетика: эффективность, надежность, безопасность”, проведенной 2-4 декабря 2015 г. на базе ФГАОУ ВО НИ ТПУ. В пленарных и секционных докладах обсуждаются проблемы эффективности и безопасности электроэнергетических и теплоэнергетических установок и систем, вопросы энергосбережения и проблемы ядерной энергетики. Рассматриваются научные проблемы и задачи экологии и защиты окружающей среды, медико-биологические аспекты техногенного влияния среды на организм.

**УДК 620.9+(621.311+621.039):
504+621.039.058+621.311.019.3**

Редакционная коллегия:

Литвак В.В. (председатель), доктор технических наук, профессор ТПУ
Сечин А.И., доктор технических наук, профессор ТПУ

XXI всероссийская научно-техническая конференция “Энергетика: эффективность, надежность, безопасность” проводится по гранту РФФИ 15-08-20924-г.

© Авторы 2015

Состав организационного комитета XXI всероссийской научно-технической конференции
«Энергетика: эффективность, надежность, безопасность»

Завьялов Валерий Михайлович	Директор ЭНИН ТПУ, д.т.н., доцент, председатель оргкомитета
Губин Владимир Евгеньевич	Зам. директора ЭНИН ТПУ по научной работе, к.т.н., доцент
Прохоров Антон Викторович	Зам. директора ЭНИН ТПУ по учебной работе, к.т.н., доцент
Лукутин Алексей Владимирович	Начальник учебно-методического отдела ЭНИН ТПУ, к.т.н., доцент
Литвак Валерий Владимирович	д.т.н., профессор каф. АТЭС ЭНИН ТПУ, сопредседатель оргкомитета, председатель секции 3
Богданов Евгений Петрович	к.т.н., доцент каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ, сопредседатель оргкомитета
Лукутин Борис Владимирович	д.т.н., профессор каф. ЭПП ЭНИН ТПУ, председатель секции 1
Заворин Александр Сергеевич	зав. кафедрой ПГС и ПГУ ЭНИН ТПУ, д.т.н., профессор, председатель секции 2
Кузнецов Гений Владимирович	д.ф.-м.н., профессор ТПТ ЭНИН ТПУ, председатель секции 4
Романенко Сергей Владимирович	зав. кафедрой ЭБЖ ИНК ТПУ, д.х.н., профессор, председатель секции 5
Матковская Тамара Васильевна	СибГМУ, д.м.н., профессор, председатель секции 6
Кузьмин Ариан Валерьевич	к.т.н., доцент каф. АТЭС ЭНИН ТПУ, член оргкомитета
Сечин Александр Иванович	д.т.н., профессор каф. ЭБЖ ИНК ТПУ, член оргкомитета
Богданова Елена Васильевна	ведущий инженер РЦР ЭНИН ТПУ, член оргкомитета

Секция 1

Эффективность электроэнергетических установок и систем

Разработка структуры шагового электропривода для системы наведения фотоэлектрической установки при действии ветровой нагрузки

*Аржанов К.В., Аржанова А.В.**

Научно-исследовательский институт автоматики и электромеханики Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники, Россия, г. Томск
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*
E-mail: rbhx@yandex.ru

Для обеспечения точного наведения (до 1 градуса) солнечных батарей (СБ) на Солнце в автономных фотоэлектрических энергетических установках (АФЭУ) необходимо использовать: шаговые электроприводы [1], высокоточные датчики положения Солнца [2], непрерывно-дискретное наведение с использованием нелинейных алгоритмов управления режимом позиционирования [3], обеспечивающих минимизацию энергопотребления электроприводами при наведении СБ на Солнце.

При наведении в АФЭУ необходимо учитывать действие ветровой нагрузки, которая существенно влияет на нагрузочный момент, прикладываемый к валу двигателя. Большие ветровые нагрузки (более 15 м/с) могут не позволить осуществить наведение рамы с СБ на Солнце в системе с шаговым электроприводом, в виду нехватки момента, развиваемого шаговым двигателем (ШД), а ураганный ветер (более 25 м/с) может вывести из строя механизм перемещения фотоэлектрической энергетической установки.

Проведен расчет дополнительного момента от действия ветровой нагрузки для разработанной установки АФЭУ-0,5 [4]. Площадь установленных двух солнечных батарей (КСМ 160) на установке АФЭУ-0,5 составляет 2,54 м². В таблице 1 приведены величины дополнительного момента от ветровой нагрузки для установки АФЭУ-0,5, редуктор у ШД по азимуту $i = 250$, редуктор у ШД по углу места $i = 900$, высота установки 2 метра. Установка АФЭУ-0,5 размещена на крыше учебного корпуса ТУСУР на высоте 8 метров.

Таблица 1. Величина момента для двигателя от скорости ветра в АФЭУ-0,5

Скорость ветра, м/сек	1	5	10	15	20	25	30
Момент ветровой нагрузки, Нм	0,3	7,5	30	67,5	120	187,5	270
Приведенный момент к валу двигателя по углу места, Нм	0,00033	0,0083	0,033	0,074	0,13	0,2	0,3
Приведенный момент к валу двигателя по азимуту, Нм	0,0012	0,03	0,12	0,27	0,48	0,75	1,08

В установке, при использовании шагового двигателя ШД 5Д-1М, имеющего номинальный момент 0,1 Нм и максимальный момент 0,4 Нм ($f=2000$ Гц, $j_n=8 \cdot 10^{-6}$), при скорости ветра 20 м/сек момент от действия ветровой нагрузки в системе перемещения по азимуту превысит в 1,2 раза максимальный момент шагового двигателя, а при скорости 25 м/сек момент от действия ветровой нагрузки в системе перемещения по азимуту превысит в 1,9 раза максимальный момент шагового двигателя. Причем для обеспечения перемещения ШД без сбоев по техническим условиям (ТУ) на двигатель ШД 5Д-1М не рекомендуется превышать максимальный момент нагрузки на 40-50% от максимального момента на ШД.

Для исключения сбоев при перемещении при действии ветровой нагрузки на раму с СБ предложена структура управления контуром тока в ШД, реализующая кратковременное увеличение амплитуды тока ШД в момент действия большой ветровой нагрузки. Принцип управления заключается в определении сбоя при перемещении или уменьшения скорости перемещения рамы с ШД путем измерения производной от скорости перемещения рамы с СБ. Это

осуществляется путем измерения производной от ошибки по положению. Ввиду отсутствия датчика положения механизма расчет осуществляется по датчику положения Солнца при использовании которого определяется ошибка по положению путем измерения токов в наклонных гранях датчика положения Солнца [2] и определение уменьшалась ли эта разница в течении заданного времени (находится производная по ошибке). Если разница (ошибка) в течении заданного времени не уменьшилась, это означает или действует большой момент ветровой нагрузки или по каким либо причинам выключился драйвер шагового двигателя (ДШД). Необходимо произвести опрос ДШД с помощью контроллера наведения. Если он исправен - это означает, что действует большой момент ветровой нагрузки. При этом необходимо увеличить амплитуду задания тока в ДШД на время микроцикла перемещения рамы с СБ (ввиду непрерывно - дискретного наведения с системе АФЭУ). Описание разработанного принципа регулирования (алгоритма управления) приведено в таблице 2.

Таблица 2. Описание принципа регулирования амплитуды тока ШД (по одной координате) при действии ветровой нагрузки

Наведение по координате X	Описание действий, осуществляемых по разработанному алгоритму
$\Delta\varphi_x = I_a - I_b$	Измерение ошибки ($\Delta\varphi_x$)
$\Delta\varphi_x$	Ошибка уменьшилась до нуля ($\Delta\varphi_x$) в заданное время
	Ошибка до нуля ($\Delta\varphi_x$) в заданное время не уменьшилась
	Опрос драйвера ШД на наличие неисправности в работе и отсутствие питания
	Драйвер ШД работает в штатном режиме, питание подключено
	Ошибка до нуля ($\Delta\varphi_x$) в заданное время не уменьшилась, при исправном драйвере - означает нехватку развиваемого момента ШД
	Увеличение до максимума амплитуды тока в обмотках ШД с помощью драйвера
$I_{3x} = \frac{d(I_a - I_b)}{dt}$	Измерение ошибки и ее производной.
	Ошибка $\Delta\varphi_x$ не уменьшается, необходимо увеличение амплитуды тока в ШД до максимального разрешенного в ТУ значения амплитуды тока в ШД
	Ошибка $\Delta\varphi_x$ не уменьшается за заданное время при максимальном значении амплитуды тока в ШД – означает что или произошла поломка в механизме наведения или величина внешней нагрузки превышает максимально-заданные пределы. При этом идет сообщение, что в системе наведения неисправность
	Ошибка уменьшается. Измеряем производную, происходит поддержание скорости уменьшения ошибки по ПИД закону регулирования
	Подсчет относительной величины ошибки по положению. Если величина относительной величины ошибки меньше K_{zn} (зоны нечувствительности), то регулирование (перемещение) прекращается. Достигнуто заданное положение - рамы с СБ точно наведена на Солнце.

В таблице 2 принято следующие обозначения: I_a, I_b -токи в противоположных гранях ДПС, I_{3x} – производная по ошибке по положению по азимуту, $\Delta\varphi_x$ -эквивалентная ошибка по положению по азимуту.

На рис. 1 показана предлагаемая функциональная схема контура регулирования амплитуды тока в ШД (для простоты показано для одной координаты) в функции от разницы токов в противоположных гранях фотоэлементов ДПС (косвенной ошибки по положению) и их производной.

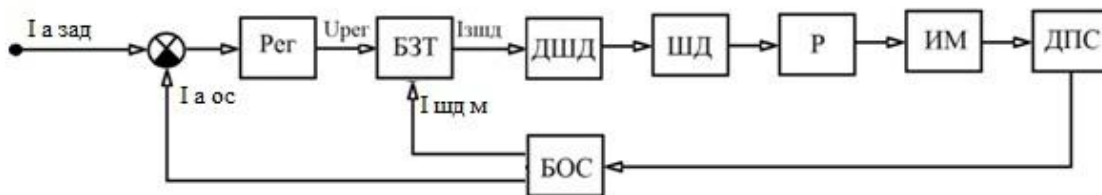


Рис. 1 - Функциональная схема контура регулирования амплитуды тока

На рис. 1 приняты следующие обозначения: БЗТ – блок задания тока; Рег – регулятор; ДШД – драйвер ШД, Р – редуктор; ИМ – исполнительный механизм; ДПС – датчик положения Солнца; БОС – блок обратной связи; $I_{зад}$ – задание на амплитуду тока ШД, $I_{аос}$ – величина обратной по амплитуде тока ШД, $U_{рег}$ – выходной сигнал регулятора; $I_{зад}$ – амплитуда тока задания для ШД, $I_{шд\max}$ – максимальное значение амплитуды тока для ШД. Особенностью данной структурной схемы (алгоритма управления контуром тока шагового электропривода) является: увеличение задания амплитуды тока ШД при поддержании заданного темпа уменьшения ошибки по положению в независимости от нагрузки на ШД. Осуществляется это путем управления амплитудой тока в ШД в функции ошибки наведения и ее производной, определяемой с помощью ДПС. Характеристика блока задания амплитуды тока для ШД 5Д приведена на рис. 2. Максимальная амплитуда импульсного тока ($I_{шд\max}$) для двигателя ШД 5Д по ТУ равна 7 А.

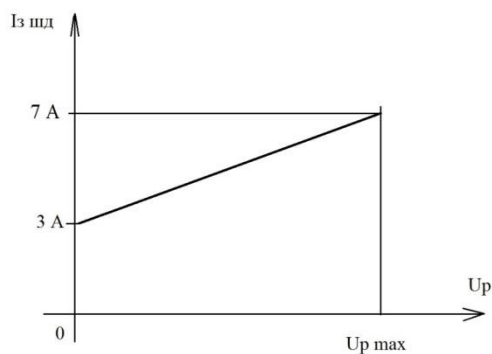


Рис. 2 - Характеристика блока задания амплитуды тока ШД

Исследование динамических характеристик шагового электропривода, уточнение коэффициента и постоянных ПИД регулятора, исследование влияния нагрузки на характеристики электропривода, исследование влияния переменного момента инерции проводились путем моделирования системы шагового электропривода в MATLAB 7.11 (Simulink). Из экспериментов на цифровой модели получено, что система регулирования с ПИД регулятором отрабатывает нагрузку до 2-3 I_n (до трехкратного увеличения от рекомендованной нагрузки в ШД, за счет увеличения амплитуды тока ШД до 7 А).

С учетом вышеизложенного разработана и изготовлена экспериментальная фотоэлектрическая установка АФЭУ 0-5 [5].

Список литературы:

1. Аржанов К.В. Автоматическое управление фотоэлектрической энергетической установкой // Материалы 10 Международной научно-практической конференции «Электронные средства и системы управления». – Томск: Изд-во В-Спектр, 2014, с. 190 – 192.
2. Датчик положения Солнца: пат. № 135126 U1 Рос. Федерация. № 2013117198; заявл. 15.04.2013; опубл. 27.11.2013 в бюл. № 33; ил.
3. Аржанов В.В., Шурыгин Ю.А., Шиняков Ю.А., Аржанов К.В. Минимизация энергопотребления электроприводами в фотоэлектрической энергетической установке // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т.322. – № 4. – С. 146-150.
4. Аржанов К.В. Фотоэлектрическая энергетическая установка с наведением на Солнце. Энергетика в 21 веке. Иркутск. – // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: материалы всероссийской конференции. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. - 3 с. – ISBN 978-5-93908-138-2.
5. Программное обеспечение двухкоординатной системы наведения солнечных батарей на Солнце. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2014616456. Дата поступления 29.04.2014. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 24.06.2014.

Анализ факторов и критериев эффективности энергетических систем с использованием укрупненного энергобаланса

Арсланова Э.Р., Дмитриева И.С., Дмитриев С.В., Сюткина Ю.П.

Набережночелнинский институт (филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», Россия, г. Набережные Челны,
E-mail: yulya_s@mail.ru

Энергетика – бесспорно важнейшее направление научно-производственной деятельности человечества, оказывающее существенное влияние на все аспекты жизни на Земле. Как

осознанное научно-техническое направление деятельности энергетика сформировалась лишь с середины XVIII века, когда была изобретена и получила промышленное применение паровая машина.

Современные достижения энергетики впечатляют как широким диапазоном сфер использования энергетических установок, так и разнообразием их принципов действия и применяемых исполнений. В связи с разнообразием энергетических установок и систем актуальна задача оценки их эффективности и прогнозирования наиболее перспективных направлений их развития. Рассмотрим основные виды энергетических ресурсов, сферы использования, разновидности исполнения современных энергетических установок и систем, факторы их дальнейшего совершенствования и критерии их эффективности, позволяющие обосновать рациональный выбор их типов для конкретных практических сфер деятельности. Крупнейшим и неиссякаемым источником поступления энергии на поверхность Земли является солнечное излучение, интенсивностью примерно 1,4 кВт/м², из которого около 60-70% удерживается земной поверхностью, а остальные 30-40% рассеиваются прямым отражением. Сегодня этот ресурс рассматривается как наиболее перспективный благодаря достижениям технологий прямого преобразования солнечной энергии в электрическую с КПД до 40%. Недостатком солнечной энергетики является использование дорогих технологий производства материалов для непосредственного фотоэлектрического преобразования энергии.

Тем не менее, пока и в ближайшей перспективе основными источниками энергопотребления являются органические топлива (уголь, нефть, газовый конденсат и природный газ), благодаря чему оправдывается наименование технологического типа нашей экономики – углеводородная экономика. С учетом тенденций совершенствования технологий нефтедобычи и роста годового потребления нефти и нефтепродуктов, разведанные запасы нефти на Земле будут исчерпаны к середине следующего столетия. Прогнозируемые сроки исчерпания угля составляют 600-700 лет. Расчетные сроки исчерпания запасов природного газа и газового конденсата незначительно отличаются от сроков исчерпания нефти.

Сланцевые и битуминозные разновидности нефти могут несколько продлить сроки действия углеводородной экономики в связи с разработкой технологий производства синтетического жидкого (СЖТ) и газообразного (СГТ) топлив. Основным препятствием к их широкому применению является более высокая себестоимость их получения по сравнению с природными топливами.

Перспективны также разновидности геофизической энергии (гидроэнергия, ветровая, геотермальная) и ядерная энергия (ядерное деление и термоядерный синтез).

Из этих видов энергии наиболее перспективной считается ветровая, т.к. ее ресурсы на Земле неисчерпаемы в связи с непрерывным возобновлением и значительно превышают ресурсы доступной гидро- и геотермальной энергии. Однако, там, где есть доступные источники, стоимость производства гидро- и геотермальной энергии могут быть конкурентоспособны с другими видами получения энергии.

Ядерное деление – уже хорошо освоенный теоретически и практически процесс, который, однако, имеет драматическую историю (аварии атомных станций в США, СССР, Японии). Тем не менее, несмотря на отказ ряда развитых стран от этой технологии получения энергии, в целом в мире растет интерес к строительству атомных станций. Еще один очевидный минус этого способа получения энергии – ограниченные запасы урана в разведанных месторождениях.

Что касается термоядерного синтеза, то до сих пор не удалось получить работоспособный реактор такого типа, но работы в этом направлении продолжаются.

Трудно найти сферу жизни деятельности человека, в которой была бы не нужна энергия. И, с другой стороны, практически невозможно создать исчерпывающий список объектов, нуждающихся в использовании энергии. Неудивительно, что в столь сложной системе разработано множество форм представления и использования энергии и они продолжают развиваться и умножаться. Поэтому уместна укрупненная классификация сфер и форм использования энергии и такая классификация упрощает задачу оценки факторов и критериев эффективности энергетических систем.

Для укрупненного анализа возьмем структуру энергобаланса США в 1970 г., составленного в млн. т. условного топлива и представленного приближенно в [1, с.13] виде рисунка. Приведем его в виде упрощенного рисунка 1.

Как видно из рассмотрения баланса, процесс потребления извлеченной из ресурсов Земли энергии представляет собой сложную систему, в которой могут быть выделены следующие основные элементы: источники добываемой энергии с учетом их разновидностей (в данном случае

их восемь типов); объекты промежуточного потребления (в данном случае это объекты производства электроэнергии, потребляющие ядерную энергию, гидроэнергию, геотермальную, природный газ и нефть, импортируемые и собственной добычи); объекты конечного потребления электроэнергии, газа, угля, нефти.

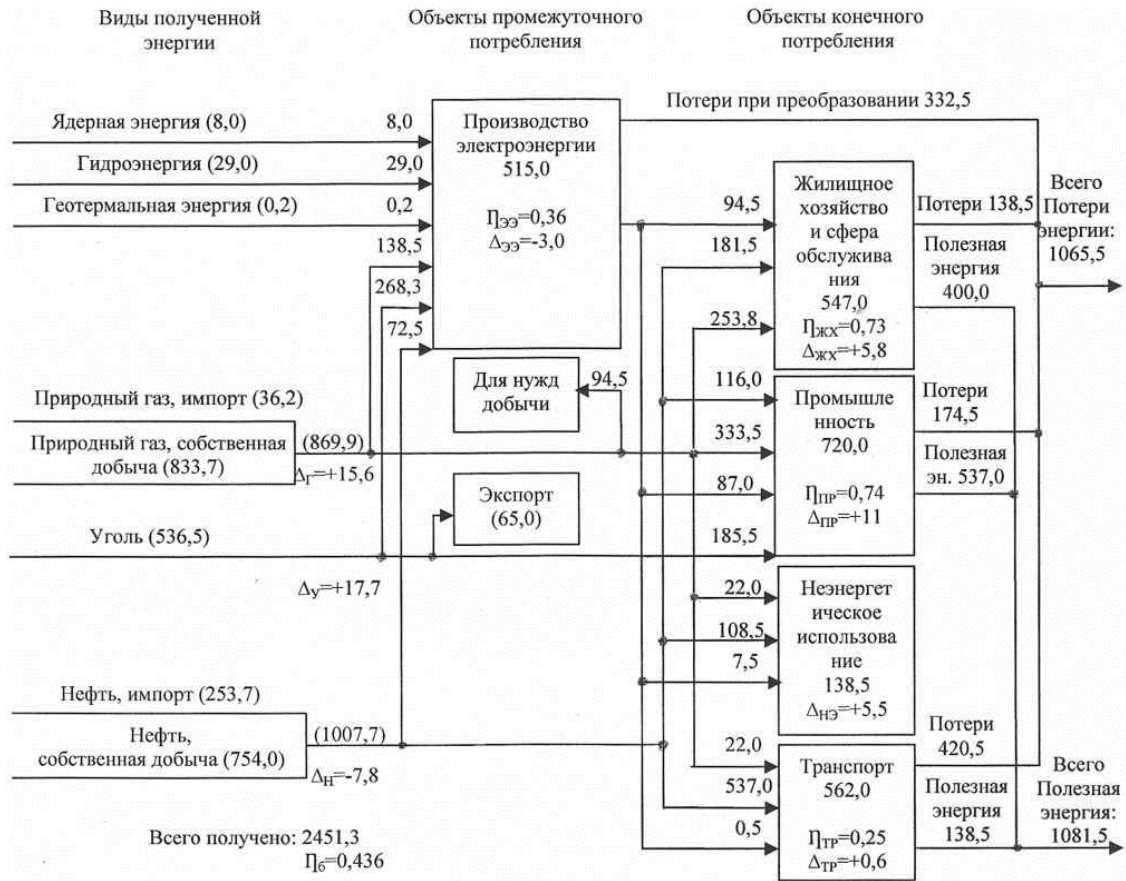


Рис. 1. Структура энергобаланса США в 1970 г., млн.т. условного топлива

Объекты промежуточного и конечного потребления энергии производят необходимые конечные продукты и работают с потерями энергии, обусловленными закономерностями используемых физических (природных) законов.

В рисунке 1 показаны абсолютные погрешности балансов потребляемой и выходной энергии в элементах и каналах передачи энергии общей структуры энергобаланса Δ_b , Δ_g , Δ_y , Δ_n , $\Delta_{ээ}$, $\Delta_{жх}$, $\Delta_{пр}$, $\Delta_{нэ}$, $\Delta_{тр}$, а также КПД основных элементов системы энергобаланса ($\eta_{э}$, $\eta_{жх}$, $\eta_{пр}$, $\eta_{тр}$) и баланса в целом η_b .

Учитывая сложность и большие масштабы энергетики США, можно считать погрешности сведения частных балансов, показанных в рисунке 1, вполне корректными.

Перечислим факторы, влияющие на масштаб и эффективность энергетических систем. Наиболее важными факторами являются: численность населения, обслуживаемого энергосистемой; достигнутый уровень потребления энергии на душу населения; технологии, используемые в отраслях народного хозяйства для производства продуктов, товаров, услуг и достигнутая степень энерговооруженности рабочих мест в этих отраслях; достигнутый уровень и культура потребления продуктов, товаров, услуг человеком; условия потребления и разработки добычи энергоресурсов, их отдаленность от мест потребления; способы, масштабы и инфраструктура транспортировки, хранения и потребления энергии различных видов; удельная стоимость добычи, транспортировки, хранения и потребления единицы энергии; наличие конкурирующих поставщиков различных видов энергии; число и степень сосредоточенности в пространстве потребителей энергии; номенклатура и количество используемых разновидностей энергии у потребителей; экономичность и эффективность установок и систем, потребляющих энергию различных видов; система ограничений на условия добычи, транспортировки, хранения и

потребления различных видов энергии с точки зрения безопасности работ и жизнедеятельности, а также экологической безопасности; наличие таможенных, налоговых и других видов платежей на пути трафика энергоносителей и энергии.

Этот ряд факторов может быть продолжен и далее, но и так ясно, что при рассмотрении конкретных проектов энергоснабжения и энергопотребления возможно весьма большое число сочетаний проектных условий, а, следовательно, и самих проектных решений [2].

В этих условиях необходимо сформулировать такие критерии оценки эффективности проектируемых энергетических установок и систем, которые позволят гарантировать правильный выбор наиболее эффективных решений.

Если задача проекта заключается в замене одной энергетической установки (системы) на аналогичную другую, то она, как правило, решается сопоставлением удельных показателей их эффективности. Как правило – это коэффициент полезного действия системы. Выбирается система с большим значением коэффициента полезного действия.

$$\eta_y = \frac{Q_{\text{п}}}{Q_3} = \frac{Q_3 - Q_{\text{пот}}}{Q_3}$$

где η_y – коэффициент полезного действия установки; $Q_3, Q_{\text{п}}, Q_{\text{пот}}$ – соответственно, энергия затраченная, полезная и потеря при работе установки (системы).

Основные разновидности энергетических установок и систем определяются их назначением, т.е. видами вырабатываемой в интересах потребителя энергии. По этому признаку различают: электроэнергетические, теплоэнергетические и комбинированные установки и системы. Большой парк составляют энергетические установки и системы для выполнения механической работы: двигатели внутреннего сгорания, газотурбинные двигатели, гидротурбины, электродвигатели различных типов. Оценка их эффективности посредством КПД общепризнана и корректна при простой замене установки, системы без изменений других факторов работы энергетических объектов. Однако, при переходе, например, на другие виды топлива, смене номенклатуры потребителей вырабатываемой энергии и других инфраструктурных факторов рассматриваемой установки или системы, положение меняется. В этих случаях следует оценить также эффективность работы новых инфраструктурных элементов по сравнению со старыми, а также в сравнении с другими конкурирующими вариантами проектируемой системы. С этой целью можно предложить ввести условные показатели эффективности для характеристики вновь вводимых факторов. Структурно они могут быть сформированы так же, как формируются коэффициенты полезного действия, что позволит однотипно определять коэффициенты полезного действия сложных энергетических комплексов.

К сожалению, более тонкий анализ эффективности рассмотренной энергосистемы невозможен, т.к. для этого необходимо более детальное представление данных по добыче, размещению добывающих предприятий, потребителей, данных по транспортировке, хранению и потреблению энергоносителей.

Тем не менее, даже укрупненный анализ энергосистемы позволяет наметить пути ее совершенствования и выдать некоторые ограничения на проектные решения. Так, частные проекты по совершенствованию рабочих мест в промышленности и жилищно-коммунальном хозяйстве и сфере обслуживания, должны иметь КПД вновь вводимых установок и систем более 0,74, в электроэнергетике более 0,36, в транспорте – более 0,25, при условии расчета этих критериев эффективности по идентичным методикам для новых и разработанных ранее установок, систем.

Список литературы:

1. Дэвинс Д. Энергия. Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 360 с.: ил.
2. Иванов А., Матвеев Н. Современная мировая энергетика в тенетах нарастающих проблем // БИКИ. – 2014. – №3. – С.22-23.

Эффективность использования датчиков присутствия

Глик П.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

glik.pavel@mail.ru

Характерной особенностью строительства современных зданий жилого типа является неуклонный рост площади жилого фонда (примерно на 5-7 % ежегодно), в связи с этим происходит застройка окраин городов, приводящая к их разрастанию. Неотъемлемой потребностью, возникающей при застройке, является электроэнергия, которая находится в

дефиците для большинства городов России ввиду удаленности от электростанций. Особенно дефицит электроэнергии характерен для зимнего периода – более короткий световой день и увеличение потребностей в электричестве за счет обогрева зданий и сооружений. Следует отметить, что потребление электроэнергии не всегда происходит эффективно [1,2].

Наиболее высокие потери электрической энергии сопряжены с неэффективным освещением зданий и сооружений. Объясняется это тем, что необходимость в искусственном освещении является периодичной, а именно в подъездах и на лестничных площадках наибольшая потребность в освещении утром с 6 до 8 часов, а также с 17 часов (в зимнее время) и с 21 часов (в летнее время) до 23 часов в вечернее время. В условиях светового дня достаточным является естественное освещение, а в ночное время использование электроэнергии для освещения в зданиях и сооружениях стремится к минимуму.

В современных зданиях жилого типа стремятся к снижению затрат на электроэнергию, это экономически более выгодно гражданам проживающим в данных домах, а также позволяет снижать риски возникновения перегревов трансформаторов, электропроводки и, как следствие, снижает вероятность возникновения пожаров.

Наиболее эффективным методом по снижению объемов потребления электроэнергии является использование датчиков движения и присутствия, которые позволяют освещать подъезды, лестничные площадки, коридоры и вспомогательные помещения только в случае прямой необходимости. В случае отсутствия движения тел или тел, излучающих тепловую энергию, датчик обесточивает осветительный прибор и позволяет экономить электроэнергию [3].

Современные датчики присутствия позволяют работать и при отсутствии признаков движения, например, при выполнении каких-либо работ на лестничной площадке или паузах в движении пожилых граждан.

Наиболее эффективным прибором для качественного освещения внутри зданий, причем как в подъездах, так и в помещениях квартир, являются датчики присутствия. Принцип действия датчиков присутствия основан на двух взаимозаменяемых и дополняемых параметрах: движение и тепловое излучение. При возникновении движения или/и теплового излучения в области их действия происходит автоматическое включение осветительного прибора (рис. 1) [4].

На рисунке 1 представлена схема действия датчика присутствия. Согласно схеме тепловое излучение 2, характерное для нагретых тел 1 (как для человека, так и для животных, нагревательных элементов, автомобилей), улавливается сегментной линзой 3 (линза Френеля, мульти-линза) и через пиродетектор с ИК сенсором 4 передается на блок электронных (микросхема) устройств 5, на котором происходит усиление сигналов. Микросхема включает в себя усилитель сигналов, реле времени, фотовыключатель сумеречного времени и блок переключения. Преобразовав полученный сигнал на элементах микросхемы, датчик присутствия рассчитывает разность перепада температуры, на основе данного перепада происходит включение либо выключение цепи на лампу накаливания 6. Таким образом, необходимо учитывать тепловое излучение от нагревательных приборов, действие которых не должно быть в зоне действия датчика. Заранее необходимо брать во внимание то, что передвижение животных будет способствовать включению освещения, поэтому датчики присутствия целесообразнее использовать в помещениях и зданиях без животных и в зоне без нагревательного оборудования, таковыми являются: подъезды, лестничные площадки, туалетные и ванные комнаты, подсобные помещения, кладовые, балконы.

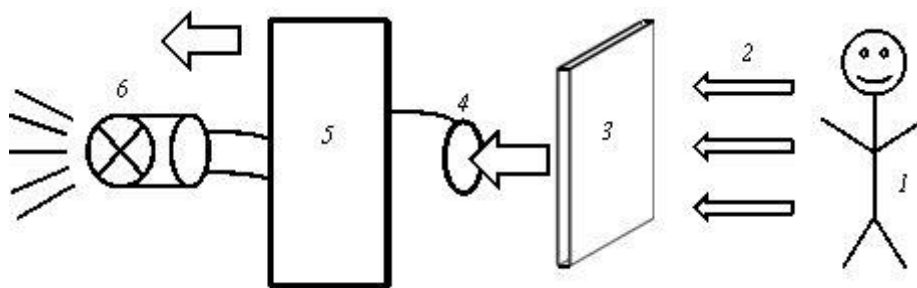


Рис. 1. Принцип действия датчика присутствия в помещении

Не стоит забывать, что датчики присутствия (и датчики движения [5]) сами по себе потребляют электричество, но мощность потребления не превышает 2 Вт/ч, что примерно в 10–20

раз меньше потребляемой мощности для энергосберегающих ламп, которые редко используются в одиночку. Таким образом, даже при постоянной работе датчика наблюдается экономия электроэнергии, которая составляет минимум 70 – 80 % в сутки. Габариты и внешний дизайн датчиков позволяет использовать их в любых дизайнерских решениях без какого-либо вреда окружающим.

Для оценки эффективности применения датчиков был проведен расчет одного подъезда 17-этажного жилого здания, в котором применяются датчики присутствия с потребляемой мощностью 1 Вт и светодиодные лампы для освещения потребляемой мощностью 20 Вт. Расчет представлен в таблице 1.

Таблица 1. Эффективность использования датчиков присутствия

Время суток	Без применения датчика, Вт	С применение датчика, Вт	Разница, Вт
Дневное время (светлое время суток)			
- летнее (с 7 до 21 ч)	0	238	+238
- зимнее (с 8 до 17 ч)	0	153	+153
Утреннее время			
- летнее (с 6 до 7 ч)	340	68	-272
- зимнее (с 6 до 8 ч)	680	136	-544
Вечернее время			
- летнее (с 21 до 23 ч)	680	170	-510
- зимнее (с 17 до 23 ч)	2040	442	-1598
Ночное время			
- с 23 до 6 ч	2380	340	-2040

Анализируя полученные данные, можно прийти к выводу, что применение датчиков присутствия позволяет экономить до 76 % электроэнергии в летний период времени и до 79 % в зимний. При этом большинство зданий, построенных в прошлые десятилетия, используют в подъездах обычные лампы накаливания, потребляемая мощность которых 60 Вт и более, следовательно применение в таких зданиях датчиков присутствия (или движения) при неизменной осветительной сети позволяет снизить затраты граждан на электроэнергию до 90–95 %.

В настоящее время становится актуальным ставить датчики присутствия в офисные здания, поскольку это позволяет наряду с экономически более эффективным использованием электроэнергии обеспечить безопасность в здании. Обеспечивается это тем, что датчики присутствия можно использовать как охранную систему, единственным недостатком такой системы может служить возможность ложного срабатывания сигнализации по причине возможных признаков движения или перепада температуры в офисном здании – действие кондиционеров, вентиляции [6].

Следует отметить также то, что датчики движения являются долговечными устройствами, их ресурс может достигать 50000 ч работы (около 6 лет), с учетом их стоимости, то это не только экономически выгодно, но и продлевает ресурс работы лампы накаливания или лампы другого принципа действия.

Датчики присутствия находят себе применение в зданиях, где использование освещения необходимо, но тип использования является периодическим: гаражи, офисные кабинеты, подъезды, лестничные площадки, туалетные и ваннные комнаты, складские помещения и др.

Применение датчиков освещения позволяет вырабатывать электроэнергию на электростанцию не в дефицитном количестве, а с большим избытком, что актуально для современного энергопотребления.

Список литературы:

1. Сасс Д.В. Проектирование автоматического управления освещением в зданиях с помощью датчиков для экономии электроэнергии // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – № 3. – С. 68-71.
2. Бабанова Ю.Б., Лунчев В.А. Потенциал энергосбережения при использовании системы управления внутренним освещением // Светотехника. – 2011. – № 5. – С. 35-40.
3. Оматаев К.С. Использование датчиков движения для уменьшения затрат на производстве // Техника и технология: новые перспективы развития. – 2014. – № XV. – С. 25-26.

4. Павлов Д.Д., Зимин А.Д. Разработка датчика присутствия // Проектирование и технология электронных средств. – 2012. – № 1. – С. 36-40.
5. Павлов А.М. Устройство датчика движения // В сборнике: Научные исследования: от теории к практике материалы IV Международной научно-практической конференции. – 2015. – С. 208-209.
6. Польшгалов С.В., Паршакова С.В. Пути внедрения ресурсосберегающих технологий в офисных помещениях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Прикладная экология. Урбанистика. – 2012. – № 4 (8). – С. 153-162.

Обеспечение электромагнитной совместимости электрических сетей по допустимым уровням кондуктивных низкочастотных электромагнитных помех

Глотов А.А., Денчик Ю.М.

Сибирский государственный университет водного транспорта, Россия, г. Новосибирск

E-mail: glotov-a@inbox.ru

Электромагнитная обстановка (ЭМО) в электроэнергетической системе (ЭЭС), обусловленная нарушениями норм качества электрической энергии (КЭ), определяет режимы работ электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжений, генераторов и приемников электрической энергии [1,2]. Улучшение качества электроэнергии является одной из основных задач современного этапа развития электроэнергетики России, которая характеризуется переходом к новой технологической платформе. В основе этой платформы положена концепция интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid):

- создание всережимной системы управления КЭ, основанной на применении интеллектуальных технологий (ИТ – технологий);
- внедрение в электрических сетях специальных устройств и технологии FACTS (Flexible Alternative Current Transmission systems – гибкие системы передачи электроэнергии переменным током), которые позволяют преобразовывать существующие преимущественно пассивные электрические сети в активно-адаптивные (ААС);
- обеспечение возможности достаточно полного и достоверного автоматизированного анализа, в том числе оперативного и в реальном времени, непрерывного спектра текущих, ретроспективных и других процессов, протекающих в оборудовании при различных режимах их работы для аperiodической, колебательной, динамической устойчивости ЭЭС с ААС.

Требования ГОСТ 32144-2013 применяют при установлении норм КЭ в электрических сетях: систем электроснабжения общего назначения, присоединенных к Единой энергетической системе России, изолированных систем электроснабжения общего назначения; во всех режимах работы систем электроснабжения общего назначения, кроме режимов, обусловленных:

- обстоятельствами непреодолимой силы: землетрясениями, наводнениями, ураганами, пожарами, гражданскими беспорядками, военными действиями;
- опубликованием нормативно-правовых актов органов власти, устанавливающих правила временного энергоснабжения;
- введением временного электроснабжения пользователей электрических сетей в целях устранения неисправностей или выполнения работ по минимизации зоны и длительности отсутствия электроснабжения.

Однако, нормы КЭ, установленные в этом стандарте, не рассматриваются в качестве уровней электромагнитной совместимости(ЭМС) для кондуктивных электромагнитных помех и предельных значений кондуктивных электромагнитных помех(ЭМП), создаваемых оборудованием электроустановок потребителей электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Это обуславливает необходимость в определении уровней ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по отклонению частоты, по положительному и отрицательному отклонениям напряжения в точке передачи электрической энергии, по суммарному коэффициенту гармонических составляющих напряжения, по коэффициентам n-х гармоник напряжения, по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности.

На рисунке 1 представлена структура алгоритма обеспечения ЭМС электрических сетей в точке передачи электрической энергии, в которой определение допустимых уровней ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП являются самостоятельной задачей. Актуальность решения этой задачи обуславливается тем, что без достоверной информации об уровнях ЭМС невозможно:

- определить кондуктивные низкочастотные ЭМП по нарушаемым показателям КЭ и обеспечить их подавление;
- создать систему автоматического регулирования режимами ЭЭС, работающую в режиме стабилизации всех параметров.

Проблема заключается не только в определении закона регулирования параметров (эта задача решается в НЭЭС с ААС), но и в недостаточной надежности силового оборудования, подверженного коммутационным воздействиям. Силовая часть регуляторов должна реагировать только на предельные значения кондуктивных низкочастотных ЭМП, т.е. работать в щадящем режиме.

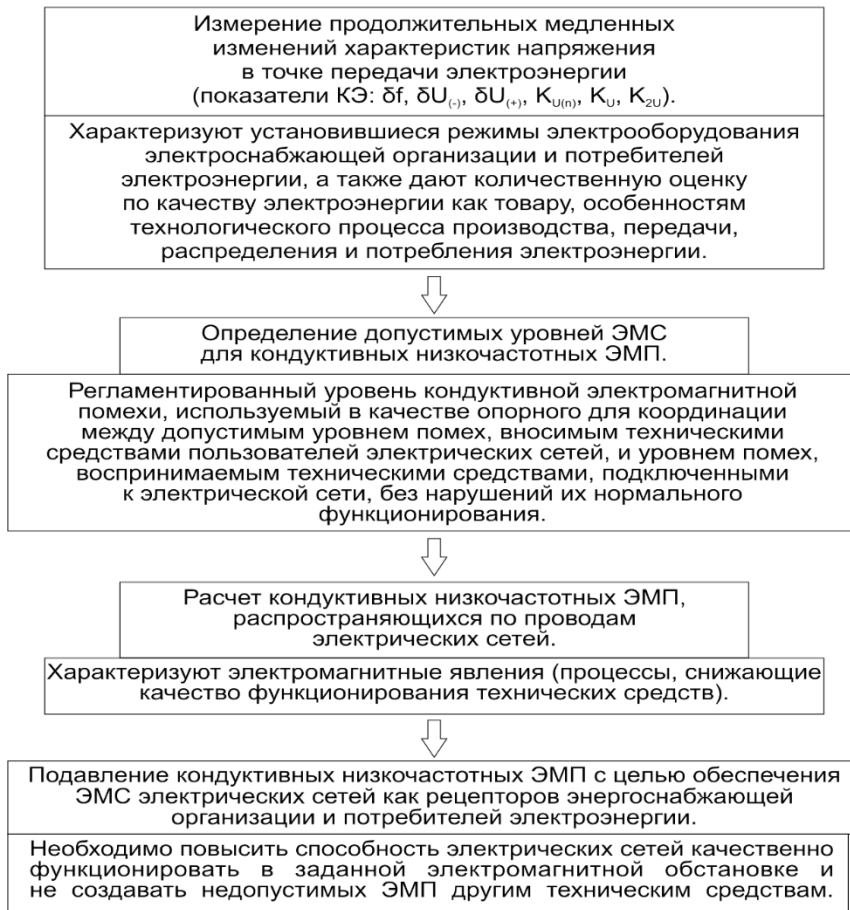


Рис. 1. Структура алгоритма обеспечения электромагнитной совместимости электрических сетей в точке передачи электрической энергии

Продолжительные изменения характеристик напряжения в точке передачи электроэнергии пользователю электрической сети, относящиеся к частоте, значениям, форме напряжения и симметрии напряжений в трехфазных системах, обусловлены, в основном, изменениями нагрузки и влиянием нелинейных нагрузок, обеспечивающим значительное гармоническое воздействие на сеть. В ГОСТ 32144-2013 для этих характеристик установлены показатели и нормы КЭ. Однако, эти нормы КЭ не рассматриваются в качестве уровней ЭМС для кондуктивных ЭМП и предельных значений кондуктивных ЭМП, создаваемых оборудованием электроустановок потребителей электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Это новое положение межгосударственного стандарта [2]. В ранее действующем межгосударственном стандарте ГОСТ 13109-97[3] нормы КЭ являлись уровнями ЭМС для кондуктивных ЭМП в системах электроснабжения общего назначения. Считалось, что при соблюдении норм КЭ обеспечивается ЭМС электрических сетей систем электроснабжения общего назначения и электрических сетей потребителей электрической энергии.

Возникает вопрос: как рассчитать при выполнении требований ГОСТ 32144-2013 кондуктивные низкочастотные ЭМП, обусловленные низким качеством электроэнергии? Эти

ЭМП снижают качество функционирования линий электропередачи и электрооборудования [1], их необходимо минимизировать до уровней ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП.

Анализ результатов позволяет предложить новую концепцию уровней ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП, обусловленных продолжительными изменениями характеристик напряжения в точке передачи электроэнергии пользователю электрической сети.

1 Уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по отклонению частоты:

- в синхронизированных системах электроснабжения характеризуются нормально допустимым значением отклонения частоты $\delta f_{н,с} = \pm 0,2$ Гц, которое нельзя нарушать в течение 95% времени интервала в одну неделю, и предельно допустимым значением $\delta f_{п,с} = \pm 0,4$ Гц, которое нельзя нарушать в течение 100% времени интервала в одну неделю;
- в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками характеризуются нормально допустимым значением отклонения частоты $\delta f_{н,из} = \pm 1$ Гц, которое нельзя нарушать в течение 95% времени интервала в одну неделю, и предельно допустимым значением $\delta f_{п,из} = \pm 5$ Гц, которое нельзя нарушать в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

2 Уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по медленным изменениям напряжения характеризуются:

- при отрицательном отклонении напряжения предельно допустимым значением $\delta U(-) = -0,1U_n$ или $\delta U(-) = 0,1U_c$ (где U_n , U_c – соответственно номинальное и согласованное значение напряжения, В, кВ), которое нельзя нарушать в течение 100% времени интервала в одну неделю;
- при положительном отклонении напряжения предельно допустимым значением $\delta U(+) = 0,1U_n$ или $\delta U(+) = 0,1U_c$, которое нельзя нарушать в течение 100% времени интервала в одну неделю.

3 Уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по показателям КЭ, характеризующим несинусоидальность напряжения, представляются следующими положениями.

3.1 Уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по коэффициентам n-х гармонических составляющих напряжения характеризуются нормально допустимыми значениями $KU(n)_н$, усреднёнными в интервале времени 10 мин, которые не должны превышать значений, указанных в [3] для сетей низкого, среднего и высокого напряжений, в течение 95% времени интервала в одну неделю и предельно допустимыми значениями $KU(n)_п = 1,5KU(n)_н$, которые нельзя нарушать в течение 100% времени каждого периода в одну неделю.

3.2 Уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по суммарному коэффициенту гармонических составляющих напряжения характеризуются нормально допустимыми значениями $KU_н$, усреднёнными в интервале времени 10 мин, которые не должны превышать значений, указанных в [3] для сетей низкого, среднего и высокого напряжений, в течение 95% времени интервала в одну неделю и предельно допустимыми значениям $KU_п$, указанных в [3], и которые не должны нарушаться в течение 100% времени интервала в одну неделю.

4 Уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по показателям КЭ, характеризующим несимметрию трехфазной системы напряжений, представляются следующими положениями.

4.1 В электрических сетях среднего и высокого напряжений, выполненных в трехфазном трехпроводном исполнении, уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности характеризуются нормально допустимым значением $K2U_н = 2\%$, усредненным в интервале времени 10 мин, который нельзя превышать в течение 95% времени интервала в одну неделю, и предельно допустимым значением, $K2U_п = 4\%$, который нельзя превышать в течение 100% времени интервала в одну неделю.

4.2 В электрических сетях низкого напряжения, выполненных в четырёхпроводном исполнении, уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности характеризуются нормально допустимым значением $K0U_н = 2\%$, усреднённым в интервале времени 10 мин, который нельзя превышать в течение 95% времени интервала в одну неделю, и предельно допустимым значением $K0U_п = 4\%$, который нельзя превышать в течение 100% времени интервала в одну неделю.

5 Уровни ЭМС для кондуктивных низкочастотных ЭМП по показателям КЭ, относящимся к колебаниям напряжения, характеризуются предельно допустимым значением кратковременной

дозы фликера $Pst \leq 1,38$ и длительной дозы фликера $Plt \leq 1$, которые нельзя превышать в течение 100% времени интервала в одну неделю.

6 Случайные изменения характеристик напряжения в точке передачи электроэнергии пользователю электрической сети вызываются непредсказуемыми событиями (например, повреждениями оборудования пользователя электрической сети) или внешними воздействиями (например, погодными условиями или действиями стороны, не являющейся пользователем электрической сети). Для случайных событий в ГОСТ 32144-2013 приводятся только справочные данные, т.е. показатели КЭ, характеризующие прерывания напряжения, провалы напряжения и перенапряжения, импульсные напряжения, вызванные молниевыми разрядами или процессами коммутации в электрической или электроустановке потребителя электрической энергии, не нормируются. Их следует относить к кондуктивным низкочастотным ЭМП, которые не имеют регламентированных уровней электромагнитной совместимости.

Список литературы:

1. Денчик, Ю.М. Повышение качества функционирования линий электропередачи / Г.В. Ситников, Г.А. Данилов, Ю.М. Денчик, М.Н. Иванов; под ред. В.П. Горелова, В.Г. Сальникова. – Новосибирск: Новосиб. гос. акад. вод. трансп., 2013. – 559 с.
2. Иванова, Е.В. Кондуктивные электромагнитные помехи в электроэнергетических системах / Е.В. Иванова; под ред. В.П. Горелова, Н.Н. Лизалека. – Новосибирск: Новосиб. гос. акад. вод. трансп., 2006. – 432 с.
3. ГОСТ 32144-2013. Международный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость механических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (EN 50160: 2010, NEQ). – М.: Стандартинформ, 2014. – 16с.

Виды повреждений воздушных линий электропередачи

Горчакова М.В.

Омский государственный технический университет», Россия, г. Омск

E-mail: nesvet_22@mail.ru

В настоящее время остро встал вопрос обеспечения надежного энергоснабжения потребителей. Повреждения воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) вызывают возникновение аварийных ситуаций в электроустановках. Авария на ВЛЭП может привести к аварии на оборудовании распределительного устройства подстанции.

Выделяют следующие причины повреждаемости ВЛЭП:

- отказ работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА);
- естественное старение изоляции;
- изменения температуры окружающей среды;
- действие ветра;
- гололедные образования на проводах;
- перенапряжения атмосферные и коммутационные;
- вибрация;
- «пляска» проводов;
- загрязнение воздуха.

В данной статье поставлена следующая цель: рассмотреть факторы, приводящие к повреждениям ВЛЭП.

Известно, что для защиты оборудования от повреждений в результате возникновения аварийных ситуаций (короткое замыкание, перегрузка, замыкание на землю) предназначены устройства РЗА. Отказ работы устройств релейной защиты может быть вызван некорректной работой устройств РЗА. При отсутствии резервирующей защиты повреждается оборудование распределительного устройства или отходящая ВЛЭП.

Следующая причина, естественное старение изоляции, приводит к нарушению целостности изоляции изоляторов ВЛЭП. Целостность изоляции может нарушаться на оборудовании, срок эксплуатации которого истек, а также в результате механических повреждений или длительной работы линии в режиме перегрузки.

В [1] описано, что происходит при понижении и повышении температуры с ВЛЭП. Итак, «понижение температуры воздуха увеличивает допустимую по нагреву температуру и ток провода, при этом уменьшается длина провода, что при фиксированных точках закрепления повышает механические напряжения. Повышение температуры проводов приводит к их отжигу и

снижению механической прочности, к удлинению и увеличению стрелы провеса. В результате могут быть нарушены габариты ВЛЭП и изоляционные расстояния, т. е. снижены надежность и безопасность работы ВЛЭП».

Действие ветра вызывает возникновение дополнительной горизонтальной силы. В связи с этим на провода, тросы, опоры действует дополнительная механическая нагрузка, увеличивается механические напряжения проводов и тросов. Кроме того, на опоры действуют дополнительные изгибающие усилия, а при сильных ветрах возможна одновременная поломка ряда опор ВЛЭП.

Дополнительные вертикальные силы возникают при гололедных образованиях, вызванных попаданием капель дождя, тумана, снега, изморози. Значительная механическая нагрузка снижает запас прочности проводов, тросов и опор линий, на отдельных пролетах изменяются стрелы провеса проводов, провода сближаются, сокращаются изоляционные расстояния. Перекрытие изоляционных промежутков происходит не только при перенапряжениях, но и при нормальном рабочем напряжении.

Несмотря на то, что причиной нарушения электроснабжения может быть падение деревьев под действием ветра, нависание обледенелых ветвей на линии электропередачи, решить проблему многочисленных аварий вырубкой лесополосы под ВЛЭП не получится, в связи с тем, что лесоохранные службы периодически препятствуют в этом энергетикам.

Грозовые явления вызывают атмосферные перенапряжения на ВЛЭП. Кратковременные перенапряжения могут вызвать пробой изоляционных промежутков, перекрытие изоляции, разрушение или повреждение. При включении и выключении выключателей, из-за резких скачков нагрузки, при феррорезонансных явлениях, при снятии и подаче напряжения на ЛЭП могут возникнуть коммутационные или внутренние перенапряжения. При перекрытии изоляции обычно возникает электрическая дуга, которая поддерживается при рабочем напряжении.

При атмосферных и коммутационных перенапряжениях возникает короткое замыкание (КЗ), место повреждения необходимо автоматически отключать.

На Рис.1 изображена точка линии, соединяющей подстанции 1 и 2, в которой происходит повреждение, например, однофазное КЗ.

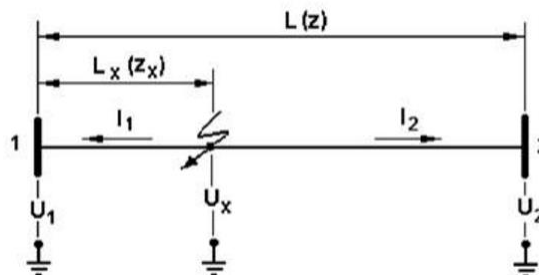


Рис.1. Напряжения и токи в линии в момент повреждения

Расстояние до места повреждения можно вычислить по формуле 1:

$$L_x = \frac{I_2 z + U_2 - U_1}{z_0 (I_1 + I_2)}, \quad (1)$$

где I_1 , I_2 - токи нулевой последовательности по концам линии; U_1 , U_2 - напряжения нулевой последовательности по концам линии и в месте повреждения; z , z_x - сопротивления нулевой последовательности линии и участка до места повреждения; z_0 - удельное сопротивление проводов линии.

Отметим, что атмосферные перенапряжения опасны в сетях до 220 кВ, в то время как коммутационные перенапряжения - в сетях 330 кВ и выше.

При вибрации происходят высокочастотные (5-50 Гц) колебания проводов с малой длиной волны (2-10 м) и незначительной амплитудой (2-3 диаметра провода). Данные колебания вызываются слабым ветром, в связи с чем появляются завихрения потока, обтекающего поверхность провода воздуха. Вибрации приводят к разрывам отдельных проволочек около мест закрепления провода близко к зажимам, около опор, что в свою очередь приводит к ослаблению сечения проводов, обрыву.

«Пляской» проводов называют колебания с малой частотой (0,2-0,4 Гц), большой длиной волны (порядка одного-двух пролетов), значительной амплитудой (более 0,5-5 м), продолжающиеся до нескольких суток. Пляска проводов возникает при сильном ветре и гололеде

(чаще на проводах больших сечений) и вызывает большие механические усилия, что приводит к обрывам проводов, поломке опор. При этом сокращаются изоляционные расстояния, провода схлестываются, что вызывает перекрытия при рабочем напряжении линии. Несмотря на то, что «пляска» проводов - нечастое явление, она приводит к наиболее тяжелым авариям ВЛЭП.

Загрязнение воздуха (за счет высокой концентрации пыли, агрессивных химических соединений и др.) также представляет опасность для работы ВЛЭП. При осаждении на проводах частичек пыли, золы происходит ослабление изоляции с возможностью ее перекрытия, как при перенапряжениях, так и при нормальном рабочем напряжении. Кроме того, при большом содержании солей в воздухе окисляется алюминий, снижается механическая прочность проводов.

К причинам повреждения ВЛЭП также можно отнести ошибки персонала при монтаже линии, наличие дефектов в концевых заделках и соединительных муфтах, производственных дефектов, загнивание древесины (для ВЛЭП с деревянными опорами).

При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по локализации и ликвидации создавшегося положения. При этом обеспечивается безопасность людей и сохранность оборудования. Определение мест повреждения (ОМП) ВЛЭП остаётся важной оперативной задачей энергосистем. Существуют приборы и методы, основанные на измерении времени распространения электрических импульсов по проводам линий и на измерении параметров аварийного режима. В Типовом положении [2] приведены рекомендации по оснащению ВЛЭП 6 - 20 кВ устройствами для ОМП ЛЭП.

При возникновении аварийной ситуации необходимо точно установить место обрыва провода или местоположение вышедшего из строя энергооборудования, а затем в кратчайшее время устранить неисправность, с использованием возможных резервных схем подключения, произвести починку оборудования.

В настоящее время производители устройств для ОМП меньше нацелены на производство электромеханических устройств, а разрабатывают и совершенствуют электронные устройства с использованием вычислительной техники, приборов одностороннего дистанционного ОМП, цифровых осциллографов, позволяющие более точно определять место повреждения на ВЛЭП. Использование современных средств ОМП позволяет добиться улучшения технико-экономических показателей электроснабжения наиболее ответственных потребителей; повышения надёжности работы сетей; сокращения недоотпуска электрической энергии; сокращения затрат труда на поиск мест повреждений.

Имеются немалые достижения в этой области, но, тем не менее, в энергетическую систему России необходимо продолжать внедрять приборы, оперативно указывающие на место повреждения ВЛЭП, в связи с чем, угроза длительного отключения электроснабжения из-за КЗ будет сведена к минимуму.

Список литературы:

1. Власов И.И. Причины повреждений на воздушных линиях электропередач // Техсовет. - 2013. - №7 (114).
2. Типовое положение по организации эксплуатации устройств для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 6 - 20 кВ: РД 34.20.564; 14.03.79; документ по сост. на август 2014 г.

Проблема истощения располагаемых энергоресурсов и возможности использования возобновляемых источников энергии

Дворникова Е.А., Рахимова Ю.И.

Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара

JuliyRahimova@yandex.ru

До сих пор человечество расходует ресурсы «по потребности», т.е. столько, сколько можно добыть и переработать. По прогнозам, к 2100 году население увеличится до 10 миллиардов человек, а среднее удельное энергопотребление – до 10 т.у.т./чел-год, т.е. в сумме оно достигнет 0,1·10¹² т.у.т. в год.

Если энергопотребление на планете будет по-прежнему обеспечиваться за счет сжигания такого количества органического топлива, то его запасы к концу столетия будут, судя по данным таблицы 1, практически полностью израсходованы. Однако дело усложняется тем, что сегодня в мире добывается почти поровну (в тепловом эквиваленте) нефти, природного газа и угля. А разведанные запасы их не одинаковы (табл. 1).

Таблица 1. Разведанные запасы органических топлив на Земле

Топливо	Полный разведанный запас, 10^{12} т.у.т.	Легко добываемый запас, 10^{12} т.у.т.
Уголь	10,100	0,636
Нефть	0,275	0,0886
Природный газ	0,360	0,081
Торф	0,005	0,005

Чтобы предотвратить полное исчезновение органического топлива, нужно либо экономичнее его использовать, либо частично использовать возобновляемые источники энергии, которые находятся на нашей Земле в огромном количестве.

На сегодняшний день во многих странах развивается внедрение таких энергоресурсов как геотермальная энергия, солнечная энергия и биотопливо. Рассмотрим каждое из них.

Геотермальная энергия - это энергия тепла, которое выделяется из внутренних зон Земли на протяжении сотен миллионов лет. Тепловые ресурсы недр Земли подразделяют на петрогеотермальные и гидрогеотермальные. К первым относят теплоту слабопроницаемых горных пород. Запасы теплоты определяют как энтальпию толщи литосферы, равной предельной глубине бурения (10 км), отсчитываемую от температуры окружающей среды. Они в несколько раз превышают запасы органического топлива. На глубине 10 км температура в среднем равна $10000/33 \approx 330^{\circ}\text{C}$.

К гидрогеотермальным относят энтальпию термоводоносных горизонтов на доступных глубинах, отсчитываемую также от температуры окружающей среды. Эти ресурсы используются во многих странах мира. Пока эксплуатируют лишь те месторождения, которые расположены близко к поверхности или выходят непосредственно на поверхность, хотя в России есть скважины глубиной более 6 км, а в США – даже более 9 км. На Кольском полуострове пробурена самая глубокая в мире (14 км) опытная скважина.

Солнечная энергия – самый оптимальный вариант для выработки энергии. В наши дни под создание солнечных электростанций используют безжизненные пустыни. Если совершенствование технологий повысит продуктивность солнечных генераторов, а также создаст эффективные возможности сохранения и передачи, эта отрасль займет серьезное место в мировом производстве энергии. А пока самое массовое применение солнечного излучения – нагрев воды в бойлерах на крышах домов в жарких странах.

К понятию «биоэнергетика» можно отнести все, что каким-либо образом связано с получением в промышленных масштабах энергии из различного возобновляемого сырья биологического происхождения. Такое сырье, а также производные, полученные из этого сырья, называют биотопливом. В частности к биотопливу относятся: древесные отходы различного происхождения, отходы сельскохозяйственного производства (лузга, шелуха, солома), бытовые отходы, канализационные стоки.

Предполагается, что в ближайшие несколько лет в стране появится до 25 предприятий по производству биотоплива. Флагманом отрасли можно считать уже введенный в строй в Казани маслоэкстракционный завод мощностью 300 тыс. т. продукции в год.

В России начинает налаживаться продажа бытовых и малых коммерческих котлов на гранулах до 500 кВт. На рынке лидируют латвийские, чешские, болгарские и итальянские котлы. Стабильно продается и более дорогое оборудование из Скандинавии, Финляндии, Германии и Австрии. Почти все поставщики бытового котельного оборудования в большинстве регионов нашей страны включили пеллетные котлы и горелки в свои каталоги. Запущено около двадцати промышленных котельных на гранулированном биотопливе.

Таким образом, частичная замена основных источников энергии альтернативными (возобновляемыми) приведет к большой экономии энергоресурсов. Если преодолеть все недостатки использования возобновляемых источников энергии, что очень даже возможно при нынешнем развитии технологий, в недалеком будущем мы сможем полностью заменить, в некоторых отраслях, использование основных видов источников энергии, таких как нефть и газ.

Моделирование защиты от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью

Ершов Ю. А., Киселев Д. Н.

Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

В сети с изолированной нейтралью по ряду причин селективность защиты от замыканий на землю обеспечить сложно. В связи с тем, что сеть с изолированной нейтралью допускает довольно длительные замыкания на землю, чаще защита выполняется с действием на сигнал, и только в тех случаях, когда требуется быстрое отключение при замыканиях на землю по требованиям безопасности или иным причинам, защита выполняется с действием на отключение. Для проверки целесообразности применения тех или иных функций защит от замыканий на землю авторами работы была создана модель направленной защиты от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, которая может быть использована для исследования работы защит от замыканий на землю в различных режимах электрической сети.

При реализации модели была задействована программа Matlab (приложение Simulink). Все вычисления производятся в режиме реального времени.

Модель включает в себя следующие устройства: формирователи ортогональных составляющих тока (ORT I) и напряжений (ORT U), фильтры токов (CF) и напряжений (CV), орган тока (KA), орган напряжения (KV), сравнительные органы (CM, DM) и исполнительный орган START (рис.1).

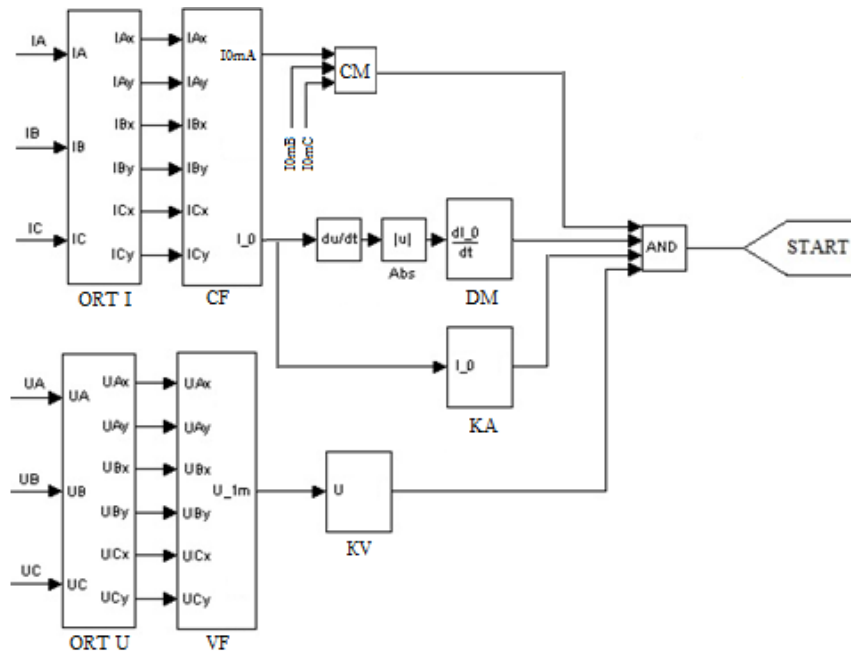


Рис. 1. Функциональная схема устройства

Принцип действия модели.

На входы фильтра токов (CF) и напряжения (CV) поступают дискретные значения токов и напряжений, полученные от формирователей, ортогональных составляющих тока (ORT I) и напряжений (ORT U).

Формирование ортогональных составляющих $\text{Re}[I]=I_x$, $\text{Im}[I]=I_y$, $\text{Re}[U]=U_x$, $\text{Im}[U]=U_y$ производится по принципу умножения входной величины на два опорных ортогональных сигнала [1].

Дальнейший алгоритм работы модели состоит из двух частей: выявление симметричных составляющих и формирование условий срабатывания.

В первой части алгоритма, фильтр токов (CF) осуществляет линейное преобразование входных токов I_A , I_B , I_C в величины, пропорциональные симметричным составляющим трехфазной системы I_1 , I_2 , I_0 .

Получение токов прямой, обратной и нулевой последовательности производится по методу симметричных составляющих.

Алгоритмы вычисления симметричных составляющих токов прямой, обратной и нулевой

последовательностей представлены в виде уравнений [2]:

$$I_{A1} = \frac{1}{3} \cdot (I_A + a \cdot I_B + a^2 \cdot I_C)$$

$$I_{A2} = \frac{1}{3} \cdot (I_A + a^2 \cdot I_B + a \cdot I_C)$$

$$I_{A0} = \frac{1}{3} \cdot (I_A + I_B + I_C)$$

где a – операторы, поворачивающие данный вектор на угол 120 градусов векторов трёхфазной системы.

Алгоритмы вычисления симметричных составляющих напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей аналогичны.

На выходе блока CF – мгновенное значение тока нулевой последовательности (i_0), и максимальное значение тока нулевой последовательности I_{0m} . На выходе блока CV – наименьшее из U_A , U_B и U_C значение напряжения прямой последовательности.

Во второй части алгоритма работы модели производится формирование условий срабатывания (рис.2):

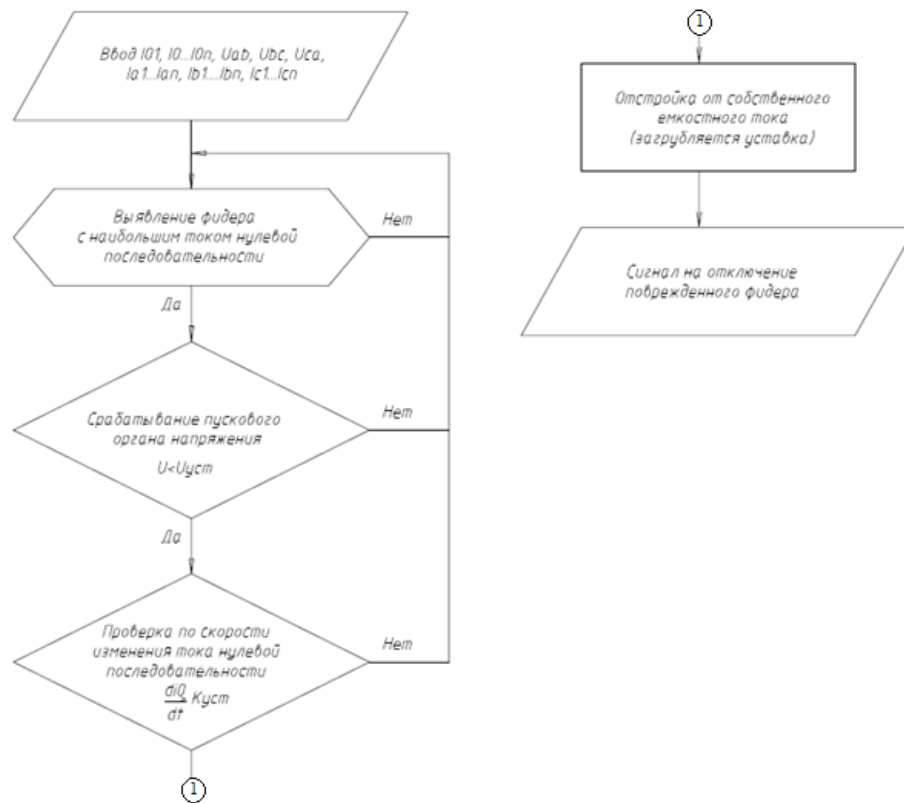


Рис. 2. Формирование условий срабатывания защиты

- Выявление сравнительным органом СМ присоединения с наибольшим током нулевой последовательности (на выходе модуля логическая единица если ток нулевой последовательности рассматриваемого присоединения максимальный);
- Срабатывание пускового органа напряжения KV (для исключения ложного срабатывания при бросках ёмкостного тока);
- Проверка по скорости изменения тока нулевой последовательности в блоке DM (для исключения ложного срабатывания при самозапуске электродвигателей);
- Отстройка от собственного ёмкостного тока (осуществляется загрузкой уставки токового органа КА).

Для испытания модели в программе Simulink был создан лабораторный стенд (Рис.3),

состоящий из энергосистемы GS1, трансформаторов тока TA1–TA3 и напряжения TV, защиты от замыканий на землю (модули A1, A2, A3), выключателей Q1–Q4, нагрузок H1–H3, короткозамыкателей K1–K3.

Моделируемое устройство защиты подключается к трансформаторам тока TA и напряжения TV и является индивидуальным, то есть устанавливается на каждое присоединение.

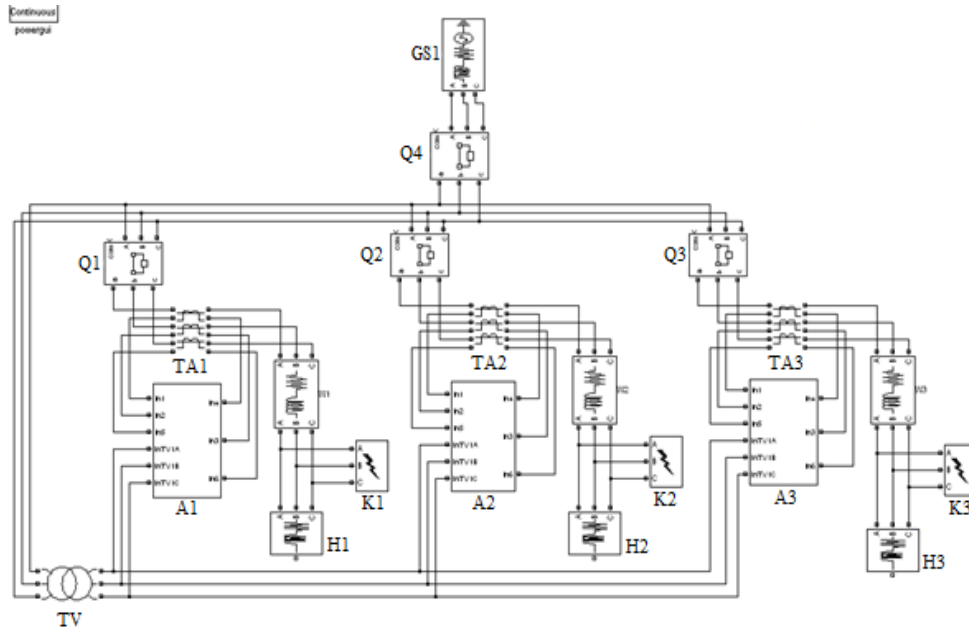


Рис. 3. Модель участка электрической сети для испытания токовой защиты нулевой последовательности

Испытание модели производится в следующем порядке:

1. Задание необходимых значений напряжений и токов, подводимых к защите.
2. Задание уставок органов защиты.
3. Запуск модели.
4. Анализ результатов испытаний в виде осциллограмм (рис.4) и анализ работы органов защиты путем контроля входных и выходных данных.

Проанализировав осциллограммы можно сделать вывод, что так как ток нулевой последовательности больше 10 А, то для данной тестируемой сети 10 кВ целесообразно применить устройства компенсации емкостного тока на землю и применить быстродействующие защиты от замыкания на землю.

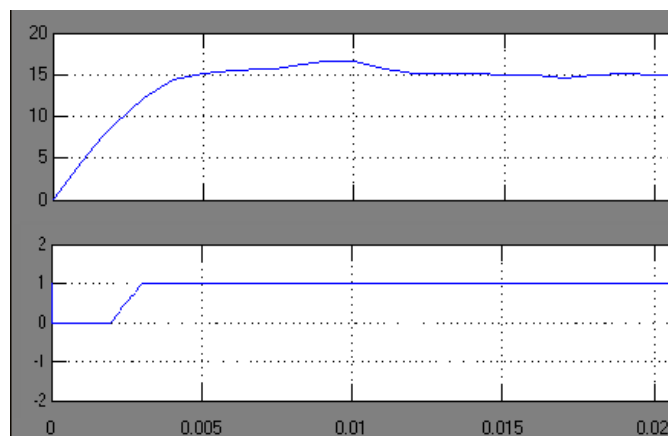


Рис. 4. Осциллограмма максимального значения тока нулевой последовательности (сверху) и срабатывания токового органа КА (снизу)

Данная модель позволяет исследовать возможность применения защит от замыкания на землю с разным набором функций. В зависимости от конфигурации сети можно ввести или вывести из алгоритма проверку условий срабатывания по напряжению или проверку по производной тока нулевой последовательности. С помощью модели возможно проанализировать работу как отдельных органов защиты от замыкания на землю, так и всей защиты. Работа находит применение в лабораторных и в научных целях.

Список литературы:

1. Ершов Ю.А., Киселев Д. Н. Моделирование устройств релейной защиты в среде *MATLAB–LAP LAMBERT Academic Publishing*, 2012. – 148с.
2. Овчаренко Н. И. Аппаратные и программные элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 512 с.: ил.

Система управления сетями электроэнергии Smart Light на базе системы ADDAX

Кожевникова К.В.

ФГБОУВПО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова»,

Россия, г. Барнаул

cherepanov77@rambler

На рынке электроэнергии производители и потребители взаимосвязаны между собой. Они связаны не только потоками произведенной энергии, но и инвестициями. Инвестиции же необходимы для преобразования, производства, транспортировки и потребления энергии.

От правильности инвестиционных решений зависит непрерывность поставки энергии, цена, надежность, сроки поставки, что на любом уровне (регион, страна, город, компания) считается энергетической безопасностью. Если же инвестиционные решения неверны, это наоборот представляет собой основной риск для безопасности энергоснабжения.

С данной точки зрения верная энергетическая политика — это политика в помощь становления раскрытого и конкурентноспособного энергетического рынка, который обеспечивал бы ясные рыночные сигналы для принятия верных заключений.

Главным инструментом уменьшения рисков поставки считается диверсификация энергоснабжения, которая дает потребителям вероятность выбора поставщиков.

В настоящее время рынок электроэнергии почти полностью под контролем естественной монополии. Владельцы распределительных сетей закупают у производителей энергоресурсы и перепродают их потребителям в розницу, за счет выгодной ценовой политики они покрывают свои издержки (рисунок 1). При таких условиях нет гарантий регулярности поставок. Так же динамика по снижению цен на ресурсы и улучшению их качества незначительны.



Рис. 1 - Традиционный рынок энергоресурсов

Рынок подвергается реструктуризации или же дерегулированию для увеличения энергетической защищенности.

Дерегулирование — это процесс отказа от системы государственного регулирования экономики, означает усиление роли частного предпринимательства в соотношении с ролью государственного хозяйствования. То есть это передача части функций монополиста сторонним компаниям, вследствие чего появляется конкуренция и придает рынку выгодную для потребителя динамику (рисунок 2).

У потребителя есть возможность самому выбрать наиболее прибыльный и надежный «путь» доставки ресурса.

Любой владелец сети распределения предлагает розничным торговцам услуги по доставке энергоресурсов потребителям. И у него есть права выбора компании, которая предоставляет наиболее выгодные условия.

Дальнейшее дерегулирование рынка может проводиться в направлении передачи прав на техническое обслуживание сети распределения и потребительского оборудования независимым сервисным компаниям.

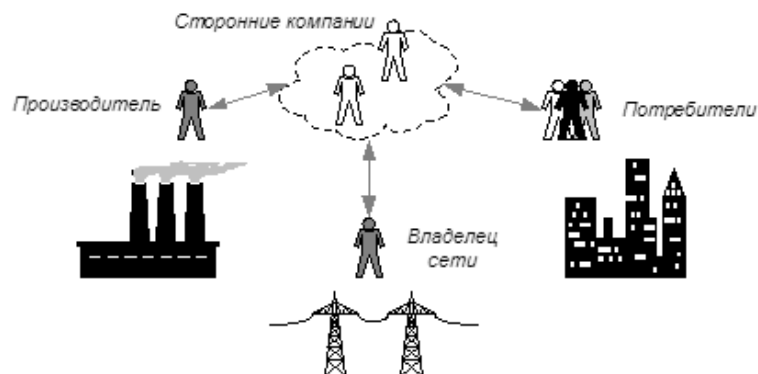


Рис. 2. Дерегулированный рынок энергоресурсов

Анализ архивных и оперативных данных позволяет быстро реагировать на рыночные сигналы, принимать обоснованные решения и выявлять актуальные тенденции. Одной из ключевых и весомых особенностей дерегулированного рынка становится его информационная доступность.

Основным требованием к системе считается обеспечение доступа к данным одновременно для произвольного числа компаний-клиентов. Система должна быть открыта по отношению к клиентским программным продуктам прикладного уровня.

АИИС КУЭ Smart IMS — это информационно-управляющая система на базе комплекса программно-аппаратных продуктов по технологии ADDAX. Данная система предназначена для решения широкого круга задач:

- дистанционное управление потреблением электроэнергии;
- программное управление потреблением электроэнергии;
- дистанционный учет потребления различных видов ресурсов;
- управление уличным освещением.

Система является программно-аппаратным продуктом, выполненным по технологии ADDAX.

Преимущество системы заключается в том, что она может обслуживать информацией энергетический рынок больших масштабов и сложности.

Система SIMS обладает рядом преимуществ:

- доступностью Системы для клиентских приложений;
- способностью Системы интегрировать приборы учёта и иные исполнительные устройства различных производителей;
- небольшими финансовыми вложениями, связанными с эксплуатацией PLC в качестве канала связи.

В системе ADDAX используется система управления сетями электроэнергии – Smart Light. Система Smart Light оптимизирует затраты на потребление электроэнергии бытовыми и промышленными электрическими приборами.

Контроллеры LCU – это программируемые устройства, которые выполняют основные функции:

- управление нагрузкой по заданному суточному графику;
- учёт потребляемого электричества, подсчёт совместного времени работы, контроль состояния нагрузки, ведение архива данных;
- обмен данными с Центром, синхронизация часов с календарным временем Центра;
- самодиагностика и ведение архива мероприятий.

База SMART IMS дает возможность для решения новой задачи, такой как управление уличным освещением. В настоящее время это две системы:

- массовое управление светильниками с поддержкой контроллера SSC;
- персональное управление светильниками с поддержкой контроллеров LCU.

Не считая управления, системы делают ряд контрольных функций, позволяющих вовремя получать информацию о техническом состоянии сети освещения. Вероятна как раздельная, так и совместная эксплуатация обеих систем.

Таким образом, при установке данной системы появляется доступность для клиентских приложений, доступная цена и управление уличным освещением.

Список литературы:

1. Технология ADDAX для AMR систем. Система управления нагрузкой Smart Light. Техническое описание и руководство по эксплуатации. ADDM.410061.501

Измеритель сопротивления заземления опор воздушных линий электропередачи

Колобов В.В., Баранник М.Б., Селиванов В.Н.

*Центр физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН, Россия,
г. Анапты*

E-mail: maxbar@ien.kolasc.net.ru

Заземляющие устройства (ЗУ) опор воздушных линий электропередачи (ЛЭП) обеспечивают защиту от грозовых перенапряжений, от поражения электрическим током, а также нормальную работу релейной защиты. Для обеспечения электробезопасности и надежности работы оборудования энергосистемы при грозовых воздействиях необходимо контролировать состояние ЗУ. Для опор имеющих грозозащитный трос актуальной является задача измерения сопротивления заземления опоры без отсоединения грозотроса. Одним из методов, позволяющим проводить такие измерения, является импульсный метод [1, 2].

В настоящее время на рынке представлены зарубежные коммерческие приборы и комплексы, основанные на импульсном воздействии на ЗУ. Подробный обзор таких устройств представлен в [3, 4]. Методика экспериментального определения импульсных характеристик ЗУ, используемая в таких приборах, основана на способе измерения сопротивлений методом трех электродов. В состав устройства для измерения импульсных характеристик ЗУ в общем случае входят генератор импульсных токов (ГИТ), два протяженных проводника, которые, в случае импульсных измерений, образуют токовую и потенциальную линии, первичные датчики тока и напряжения, а также микропроцессорный блок, осуществляющий аналогово-цифровое преобразование импульсов тока и напряжения и вычисление сопротивления ЗУ. Практически все рассмотренные в [3, 4] приборы измеряют так называемый условный импеданс заземления (conventional earthing impedance), соответствующий определению, приведенному в [5]: «отношение пикового значения напряжения в контуре заземления к пиковому значению тока в контуре заземления, которые в общем случае наблюдаются не одновременно». Такой подход к расчету сопротивления заземления не всегда дает результат, адекватно отражающий сопротивление ЗУ. Кроме того, рассмотренные приборы критичны к качеству заземления электродов токовой и потенциальной линий. В районах с высоким удельным сопротивлением грунта не всегда представляется возможным обеспечить удовлетворительное сопротивление заземляющих электродов.

В 2014 году в ЦФТПЭС КНЦ РАН завершена разработка аппаратно-измерительного комплекса, предназначенного для экспериментального определения сопротивления ЗУ опор ЛЭП импульсным методом, выполненного в виде функционально законченного устройства. Структурная схема прибора приведена на рис.1. Подробное описание схемы и принципа работы устройства представлено в [4]. Для формирования импульса тока в токовом контуре используется ГИТ на основе индуктивного накопителя энергии. Схематехника разработанного ГИТ и его преимущества подробно рассмотрены авторами в [6, 7].

Первичным результатом измерений являются переведенные в цифровой вид экспериментальные кривые тока и напряжения на ЗУ: $I_{3y}(t)$, $U_{3y}(t)$, сохраненные в памяти микроконтроллера. На основе этих данных по определенным алгоритмам вычисляются:

- кривая мгновенного сопротивления $Z(t)$;
- максимальные значения импульсов тока и напряжения (U_{max} , I_{max}), а также величина R_{max} , равная отношению максимальных значений напряжения и тока;
- значения элементов простейшей схемы замещения ЗУ ($R_{ЭКВ}$, $L_{ЭКВ}$, $C_{ЭКВ}$).

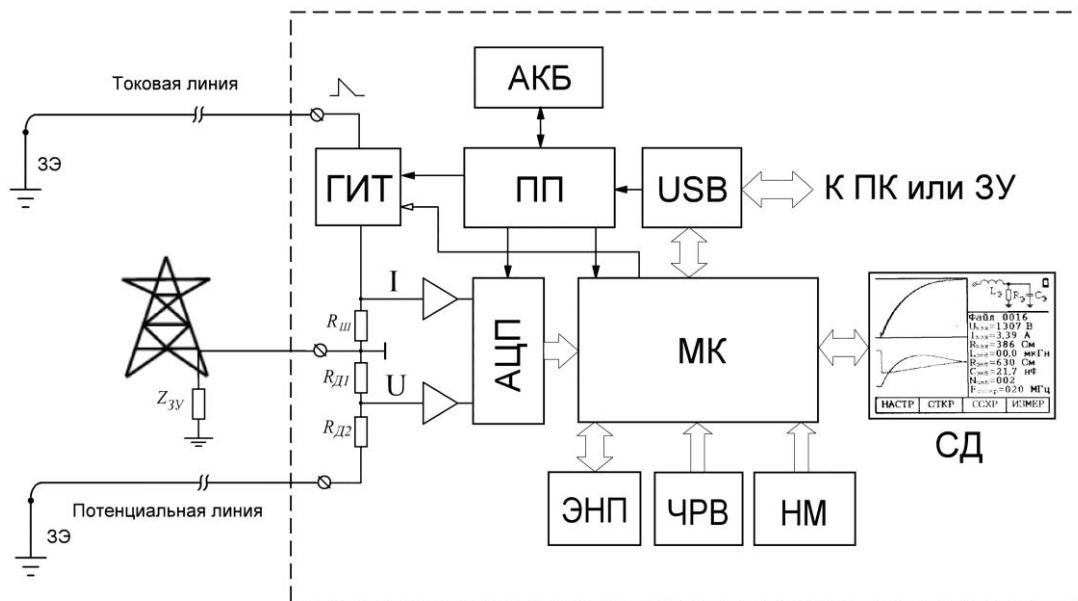


Рис. 1. Структурная схема измерителя сопротивления заземления опор ЛЭП, где: ЗУ – заземляющее устройство, ГИТ – генератор импульсов тока, АКБ – аккумуляторная батарея, ПП – преобразователь питания, АЦП – аналого-цифровой преобразователь, МК – микроконтроллер, ЭНП – энергонезависимая память, ЧРВ – часы реального времени; НМ – навигационный модуль GPS/ГЛОНАСС, СД – сенсорный дисплей, ПК – персональный компьютер, ЗУ – зарядное устройство, ЗЭ – заземляющий электрод

Экспериментальные кривые тока и напряжения, а также расчетные значения, перечисленные выше, отображаются на дисплее прибора (рис. 2) сразу после проведения измерений. Сенсорный дисплей служит также для управления прибором. Экспериментальные кривые тока и напряжения на ЗУ в цифровом виде могут быть сохранены в энергонезависимой памяти прибора в виде файла. В файл автоматически добавляется информация о времени и дате проведения измерений, формируемая часами реального времени, а также текущие географические координаты, поступающие из навигационного GPS/ГЛОНАСС модуля, который используется также для синхронизации точного времени. В файле можно сохранить словесный комментарий (например, наименование ЛЭП, номер опоры, условия проведения измерения и т.д.), который вводится с виртуальной клавиатуры. Объем памяти прибора хватает для сохранения 2000 измерений.

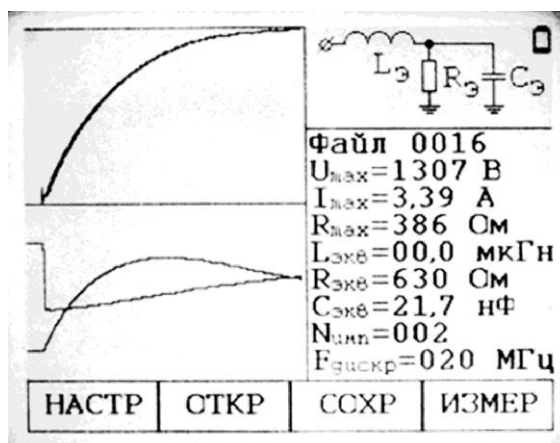


Рис. 2. Сенсорный экран прибора с отображаемой измерительной информацией и строкой меню

Емкости батареи хватает для генерации около 10000 импульсов тока (для проведения одного измерения, в зависимости от настроек, формируется от 1 до 100 импульсов) или для 6 часов непрерывной работы в режиме отображения информации. Заряжать аккумулятор прибора

можно от сети 220 В с помощью зарядного устройства или от USB порта персонального компьютера.

Информация из файлов, хранящихся в памяти прибора, может быть перенесена на персональный компьютер через интерфейс USB с использованием специализированного программного обеспечения.

Ниже приведены основные технические характеристики прибора:

1. параметры импульса тока:
 - энергия импульса 1 Дж;
 - амплитуда тока до 5 А;
 - длительность фронта 0.1-0.2 мкс;
 - длительность импульса до полуспада 50 мкс при сопротивлении токового контура 1 кОм;
 - амплитуда напряжения на выходе ГИТ до 5,5 кВ;
2. диапазон измерения:
 - напряжения до 5000 В (восемь автоматически выбираемых поддиапазонов);
 - тока до 8 А (четыре автоматически выбираемых поддиапазона);
 - импульсного сопротивления до 5 кОм;
3. частота дискретизации выбирается из ряда 20, 40, 80 и 160 МГц;
4. питание от встроенного литий-ионного аккумулятора емкостью 2800 мА·ч.;
5. рабочий диапазон температур от -20 до +50 °С;
6. размеры 195×145×67 мм;
7. вес прибора без проводов и заземляющих электродов 1 кг.

На рис. 3. представлена фотография разработанного измерителя сопротивления заземления опор воздушных линий электропередачи. Кроме самого устройства в комплект входят проводники из изолированного провода длиной 50 метров для токовой и потенциальной линии, набор заземляющих электродов, проводник со струбиной для подсоединения к опоре (на фото не показаны), зарядное устройство и интерфейсный USB кабель.



Рис. 3. Внешний вид измерителя сопротивления заземления опор ЛЭП

Применение в приборе генератора импульсов тока на основе индуктивного накопителя энергии позволяет получить практически неискаженную форму импульса тока через ЗУ, что обеспечивает измерение сопротивления с высокой степенью точности и снижает требования к качеству заземления электродов токового и потенциального контура. Прибор позволяет проводить измерения при сопротивлении токового контура до 5 кОм. С одной стороны это повышает удобство эксплуатации, так как облегчает подготовку токовой и потенциальной линии, а с другой – позволяет проводить измерения сопротивления заземления опор воздушных линий электропередачи в условиях грунтов с высоким удельным сопротивлением.

Важным преимуществом прибора является то, что он позволяет определять сопротивление заземления опор ЛЭП без отключения грозозащитного троса. Являясь программно-измерительным комплексом, устройство имеет компактные размеры и малый вес. Измеритель обладает современным интерфейсом пользователя на основе сенсорного дисплея. После проведения измерения можно визуально оценить импульсные характеристики ЗУ и при необходимости

изменить настройки прибора (частоту дискретизации, количество импульсов тока в измерении). Прибор осуществляет автоматическую привязку измерительной информации к текущим дате, времени и географическим координатам, что облегчает протоколирование и последующую обработку результатов измерений при эксплуатации устройства в энергосистеме. Таким образом, можно заключить, что разработанный измеритель не имеет аналогов.

Список литературы:

1. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. РД 153-34.0-20.525-00.
2. Данилин А.Н., Колобов В.В., Селиванов В.Н. Методика и результаты измерений локальных импульсных сопротивлений заземлителей оборудования подстанций // Технологии ЭМС. – 2007. – №4. – С. 12-15.
3. Джуря Д.А., Селиванов В.Н. Приборы для измерения импульсного сопротивления заземляющих устройств // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Выпуск 7. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН. – 2013. – С. 56-65.
4. Колобов В.В., Баранник М.Б., Селиванов В.Н. Разработка прибора для измерения импульсных характеристик заземляющих устройств объектов электроэнергетики арктического региона // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Выпуск 8. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН. – 2014. – С. 33-45.
5. ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 Менеджмент риска. Защита от молнии. Часть 1. Общие принципы
6. Баранник М.Б., Колобов В.В. Разработка источника тока с индуктивным накопителем энергии для измерения импульсных сопротивлений заземляющих устройств // Труды КНЦ РАН. Энергетика. Выпуск 7. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН. – 2013. – С. 101-107.
7. Колобов В.В., Баранник М.Б., Селиванов В.Н., Куклин Д.В. Источник тока с индуктивным накопителем энергии для измерения импульсных сопротивлений заземляющих устройств // Приборы и техника эксперимента. – 2014. – № 5. – С. 61-67.

Оценка программы развития магистральных электрических сетей

Кравченко А. В., Нефедова М.С.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
kavenco@yandex.ru*

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») создано в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС). Основной ее частью «является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства». Объекты электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС» находятся в 74 регионах России общей площадью более 13 млн кв. км. Общая протяженность линий электропередачи составляет более 124 тысяч километров. Территория, на которой работает Компания, разделена на зоны, за каждую из которых отвечает один из филиалов Компании – Магистральные электрические сети (МЭС, ПМЭС).

Основные потребители услуг технологического присоединения:

- крупный бизнес (нефтяная и металлургическая промышленность, производство строительных материалов и т.п.);
- строительство и реконструкция комплексных объектов недвижимости;
- распределительные сетевые компании.

Компания разработала и утвердила Программу инновационного развития до 2016 года с перспективой до 2020 года: целью программы является повышение надежности, качества и экономичности электроснабжения потребителей путем модернизации электрических сетей ЕЭС России на базе инновационных технологий с превращением их в интеллектуальное (активно-адаптивное) ядро технологической инфраструктуры энергетики.

Реализация Программы в координации с отраслевыми и корпоративными документами направлена на достижение стратегических целей ОАО «ФСК ЕЭС»:

- обеспечение энергетической безопасности и устойчивого развития РФ;

- обеспечение требуемых показателей надежности предоставляемых услуг по передаче электроэнергии и т.д.

Оценка эффективности инвестиции на строительство подстанции 500 кВ Восход в Новосибирской области с заходами ВЛ 500 кВ и 220 кВ, выполнялось в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» [4], с учетом нормативных документов. Для принятого варианта строительства подстанции соответствующего сооружению ОРУ 500 кВ проведено экономическое сопоставление двух вариантов сооружения ОРУ 500 кВ.

вариант I – сооружение ОРУ 500 кВ с УШР 500 кВ + 2ШР;

вариант II – сооружение КРУЭ 500 кВ с УШР 500 кВ + 2ШР;

Для оценки эффективности инвестиций использовалось три критерия:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД) больше нуля – $ЧДД > 0$, в млн. руб.;
- период окупаемости (Т) меньше нормативного (T_n) – $T < T_n$, в годах;
- индекс доходности (I) больше нуля – $I > 1$, в о.е.

Расчеты по эффективности инвестиций проводились с учетом ставки дисконтирования (Е) 12%, соответствующей условиям финансирования строительства электросетевых объектов в России. Выполнение всех трех критериев принятых в [2], $ЧДД > 0$, $T < T_n$, $I > 1$, говорит о том, что строительство ПС 500 кВ Восход является эффективным с экономической точки зрения проектом. Дисконтированный экономический эффект от строительства подстанции составит 22 832.253 млн.руб., период окупаемости проекта - 5 лет и 7 месяцев. Строительство подстанции Восход с заходами ВЛ 500 кВ и 220 кВ позволяет обеспечить возврат инвестиций и доход для инвесторов в размере 11 512.554 млн. руб. в ценах IV кв. 2015 года за десятилетний период. Полученная в результате расчета выгода представляет собой существенный «запас прочности», призванный компенсировать возможную ошибку при прогнозировании денежных потоков.

В ходе данной работы выполнена прединвестиционная разработка проекта по строительству ПС 500/220 кВ Восход с вариантной проработкой стратегий финансирования. Проведена первоначальная оценка издержек, технико-экономические исследования и предложены варианты финансирования проекта.

- Затраты на осуществление проекта окупаются через 5 лет 7 месяцев.
- Реализация инвестиционного проекта принесет компании в период с 2013 по 2023 год чистую прибыль в размере 20 832,253 млн. рублей.

Список литературы:

1. Устав ОАО «ФСК ЕЭС» (утв. решением Совета директоров от 6 марта 2007 г.).
2. Липсиц, И.В. Инвестиционный проект: методы подготовки и анализа / Липсиц И.В., Косов В.В. – М., 2012.
3. Фабозци, Ф.Д. Управление инвестициями. – М.: ИНФРА-М., 2013.
4. Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем. - М., 2012.

Методика борьбы с веерными отключениями в Smart Grid

Кузнецов П.А., Юдин А.В., Соленый С.В.*

*Рыбинский государственный авиационный технический университет имени П.А. Соловьева,
Россия, г. Рыбинск*

**Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения,
Россия, г. Санкт-Петербург
E-mail: kuznetsovpavel@inbox.ru*

В связи с ростом численности населения Земли и растущими объемами потребления энергии во всех сферах человеческой деятельности, мир столкнулся с проблемой надвигающегося энергетического кризиса. Ранее эта проблема решалась преимущественно интенсивным способом – наращиванием объема добычи полезных ископаемых для переработки и повышением удельной мощности генераторов, производящих электроэнергию. Однако, это не может продолжаться бесконечно. Поэтому, в последнее время, ученые стали больше уделять внимания экстенсивным методам – связанным с альтернативной энергетикой и реструктуризацией уже существующих сетей [1].

Одним из таких решений является умная сеть (Smart Grid). Данная концепция, в сравнении с традиционными распределительными сетями, обладает значительно большим КПД и следующими преимуществами:

- снижение или задержка роста повсеместной стоимости электроэнергии для потребителя, как бытового, так и промышленного;
- обеспечение потребителя новой информацией, технологиями и инструментами для контроля их электрических счетов, увеличение их энергетической эффективности;
- улучшение надёжности и безопасности отечественно электрической сети;
- увеличение способности сети к быстрому восстановлению после отключений и сбоев, вызванных погодой, перегрузками и авариями.

При проработке характеристик и модели новой сети было проанализировано большое количество работ, посвященных проблематике развития умных и модернизации существующих электросетей, как отечественных, так и зарубежных. Некоторые исследователи делают упор на автономность работы, минимизацию вмешательства человека, самоконтроль и самодиагностику [2]. Другие делают ставку на решение проблемы безопасной передачи информации, устойчивость к суточным колебаниям мощностей [3]. Однако, общими и важнейшими требованиями, предъявляемыми к сетям нового поколения, являются надёжность, автоматизированный контроль состояния и возможность к обучению интеллектуальных узлов системы электроснабжения [4]. Под определением «умная сеть» должна находиться не только структура, передающая мощности, но и сети автоматики, органы контроля и учета за расходом электроэнергии. Исходя из этого можно построить алгоритм развития и функционирования такой сети.

Алгоритм взаимоотношений, представленный на рис. 1 отображает причины, которые вызывают необходимость реструктуризации электрических сетей. В основе лежат фундаментальные движущие силы. К ним относятся требования окружающей среды, нужды рынка и потребителя, требования инфраструктуры и инновационные технологии. Эти причины формируют свои требования к «умным» сетям. Последние состоят из трёх больших групп. Это сети передачи информации, центры контроля и «умные» полуавтоматические автономные подстанции и распределительные узлы. Выгоды от внедрения такой сетевой структуры позволяют компенсировать воздействие причин, вызывающих необходимость изменений в сетях.

С другой стороны, развитие «умных» сетей стимулирует исследования и развития в таких областях науки как электроника, информатика, автоматика. Внедрение новых достижений позволяет сформировать самые необходимые характеристики новой сети. Это будут гибкость, адаптивность под требования заказчика, возможность оцифровывания огромного количества данных о потребителях, расходе энергии и состоянии сети, наличие искусственного интеллекта и продвинутые коммуникационные способности. Это все позволит оценить выгоды от внедрения сетей нового поколения.



Рис. 1. Алгоритм развития «умных» сетей

Согласно [5] одним из наиболее критичных свойств систем электроснабжения стран СНГ, является неустойчивость к перегрузкам. Если для бытовых потребителей, которые относятся к третьей категории, они не причиняют особого вреда кроме неудобства, то для потребителей первой категории веерные отключения несут в себе помимо огромного материального ущерба ещё и прямую угрозу человеческим жизням. Веерные отключения, становятся всё более частым явлением в связи с растущими потребностями в электрической энергии бытовыми и промышленными потребителями. Существующие на данный момент системы автоматики (ВСКУЭ, АСУТП и т.д.) показывают пользователю только лишь объёмы потребляемой энергии. Они являются фактически лишь модернизированными счётчиками электрической энергии.

Одним из возможных решений данной проблемы может стать внедрение в систему рис. 1 модуля, который будет следить за нагрузкой на сеть и в случае ее перегрузки, отключать некритичных потребителей, данный подход неплохо себя зарекомендовал при применении алгоритма «Метод роя частиц» [6].

Основной задачей модуля будет повышение надёжности электросети и повышение её устойчивости к перегрузкам и их последствиям – веерным отключениям. Необходимо разработать устройство, которое может контролировать сегменты энергосети, т.е. отсекал их в случае превышения уровня нагрузки или перераспределять. Помимо этого, оно должно делать это автоматически без вмешательства человека, основываясь на данных мониторинга состояния сети, данных об уровне потребителей, заложенных ранее и от текущих процессов, происходящих в потребителе.

В основе алгоритмического обеспечения контроллера будет лежать математическая модель структурного разрушения сложной системы: в случае, когда текущая загрузка элемента системы достигает предельного значения, элемент систем выходит из строя, проходящие через него потоки перераспределяются по «соседним» элементам системы. Выход из строя элемента системы в теоретико-графовой терминологии соответствует удалению из графа системы вершины с инцидентными ей ребрами. А перераспределение весов в тривиальном случае соответствует равному разделению веса удаленной вершины по вершинам, смежным с удаляемой. Структурное разрушение, вообще говоря, процесс динамический, что дает возможность вмешаться в этот процесс и минимизировать ущерб.

Также, одним из нововведений будет реализация каналов связи на базе концепции архитектуры с временным распределением ТТА (Time Triggered Architecture). Она позволяет создавать системы высокой надежности и жесткого реального времени.

Простой расчет экономии от предотвращения отключения контроллером состояния сети на примере литейного цеха ОАО «НПО «Сатурн»» показывает, что будет спасено не только сырье, формирующее 60-80 % затрат предприятия, но и дорогостоящее оборудование, которое могло бы безвозвратно выйти из строя в случае исчезновения питания.

Список литературы:

1. Кузнецов П.А., Солёный С.В. Перспективы внедрения микросетей или виртуальных электростанций в Донбассе // Сборник научных трудов конференции «Автоматизация технологических процессов. Поиск молодых». – Донецк, 2014 г., стр. 76-79.
2. Fanxing Li and others «Smart Transmission Grid: Vision and Framework»; Article in IEE transaction on Smart Grid; October 2010;
3. Himanshu Khurana, Ninh Lu «Smart Grid – Security Issues»; Article in IEE Security and Privacy magazine; March 2010;
4. Akash K. Singh «Smart Grid Architecture»; International Journal Of Computational Engineering Research (ijceronline.com) Vol. 2 Issue. 7.
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Серия: «Среднее профессиональное образование» – М.: Изд-во «Академия», Москва, 2009. – 320 с.
6. Халил Т.М., Горпинич А.В. Оценка экономического эффекта от внедрения мероприятий по оптимизации режимов и структуры реальной разветвлённой распределительной сети с целью снижения потерь электроэнергии // Современные проблемы электроснабжения промышленных и бытовых объектов. Сборник научных трудов I Всеукраинской научно-технической конференции преподавателей, аспирантов и студентов: 18-19 октября 2012 г., г. Донецк: «ГВУЗ» ДонНТУ, 2012. – С. 73-74.

Периодическое регулирование токов и напряжений в тяговых трансформаторных преобразователях Скотта

Морозов П.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
kaftoe@ngs.ru

Тяговые трансформаторные преобразователи, выполненные по схеме Скотта, обеспечивают почти нулевую несимметрию загрузки питающий трехфазной сети при равных фазных нагрузках на вторичной стороне [1].

При неравномерных нагрузках трансформатор Скотта дополняется устройством уравнивания мощности (УУМ) (рис. 1), которое обеспечивает активное распределение мощности между обмотками при резко-переменных нагрузках [2].

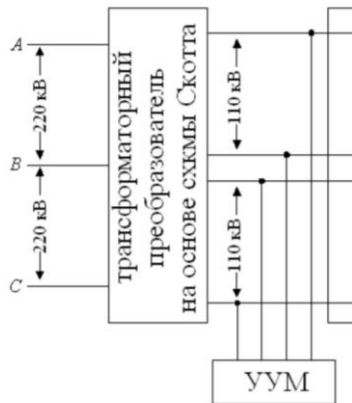


Рис. 1. Схема подключения УУМ к трансформатору Скотта

Равномерное распределение мощностей между вторичными обмотками (рис. 2) достигается за счет равенства амплитуд токов и малой степени их несинусоидальности, которое достигается поддержанием постоянного напряжения на емкостном накопителе УУМ, в как минимум два раза превышающем амплитуды напряжений на вторичных обмотках. Вторичные обмотки представлены в виде источников напряжений, питающих нагрузки $Z1$ и $Z2$. Емкостной накопитель распределяет мощности через коммутационные мосты $M1$ и $M2$.

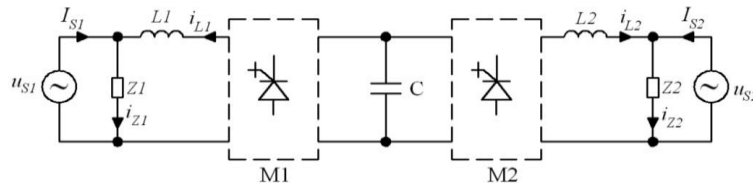


Рис. 2. Устройство уравнивания мощности

Как правило, для поддержания постоянного напряжения на емкостном накопителе применяется алгоритм пропорционально-интегрального (ПИ) регулирования. Основным его недостатком является разное качество регулирования при разных уровнях возмущений, если его коэффициенты при пропорциональном звене и при интеграторе остаются неизменными. Под возмущениями понимаются изменения токов, которые обусловлены изменениями нагрузок. Исходная система управления УУМ приведена на рис. 3.

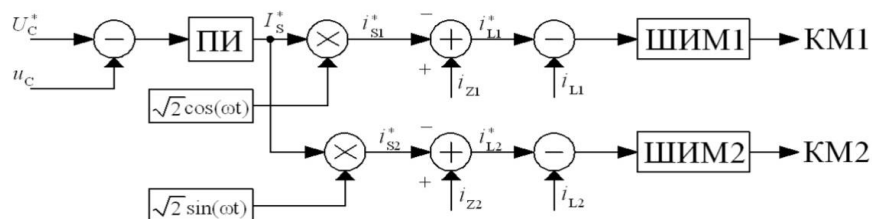


Рис. 3. Система управления УУМ

Предложено заменить ПИ регулятор на периодический регулятор, чтобы снизить коэффициент несинусоидальности токов. Выходной сигнал пропорционального звена (П) подается на один из входов сумматора (С). После сумматора сигнал проходит через схему задержки (З) и апериодическое звено (А). С выхода апериодического звена сигнал приходит на второй вход сумматора. Задержка составляет один период напряжения питающей сети. Апериодическое звено

имеет полосу пропускания, обратно пропорциональную частоте переключения ключей в составе мостов. Такой регулятор дает большой коэффициент передачи на основной гармонике, и малый коэффициент передачи на высших гармониках.

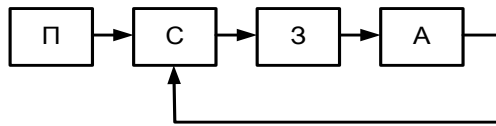


Рис. 4. Периодический регулятор

Как показало моделирование в среде Matlab-Simulink, применение периодического регулятора позволило в 5 раз снизить коэффициенты несинусоидальности токов в обмотках трансформатора по сравнению с ПИ регулятором.

Список литературы:

1. Манусов В. З. Исследование методов снижения несимметрии нагрузки трехфазной сети на тяговых подстанциях скоростных железных дорог переменного тока / В. З. Манусов, П. В. Морозов // Известия Транссиба. - 2012. - № 2 (10). - С. 87-93.
2. Манусов В. З. Метод уравнивания мощностей на вторичных обмотках трансформаторов Скотта / В. З. Манусов, П. В. Морозов // Известия Томского политехнического университета. - 2012. - Т. 320, № 4. Энергетика. - С. 62-67.

Implementation of renewable energy sources for power supply

Muravyov A.S. Fediuk R.S.

Far Eastern Federal University, Russia, Vladivostok

captainvmf@yandex.ru

The outside climate, the heat of the earth, water, biomass, etc. are a source of energy, so it should be possible to use it with the help of heat pumps, solar collectors, wind turbines, etc.

The methodological basis for the study of the energy capacity of the outdoor climate (heat of the earth, water, etc.) is a statistical analysis of the results of meteorological observations. About the construction of a mathematical model of aggregate indicators of the outdoor climate can be used, for example, probabilistic or deterministic approaches.

Deterministic approach is based on a combination of aggregate indicators of real outdoor climate each geographic point for a long-term period. Selected hourly and urgent climate indicators of the geographical points, collected in the archives of a meteorological station for many years. Using this model allows to construct a histogram of the frequency distribution of the output parameter (load regulation system thermal conditions, a room temperature, internal air temperature, etc.) for this purpose on the vertical axis is applied the calculated intervals (time steps), while the abscissa - the possible (expected) value of the output parameter. Analysis of the distribution of frequencies of occurrence of the output indicator allows you to visually or numerically evaluate its security.

In the probabilistic approach to the construction of a mathematical model of the outer set of indicators of climate change in these indicators it is a random process, the non-stationary and multidimensional. Climate Indicators show cross-correlations, both positive and negative. The experimental data can be constructed as one-dimensional distribution function of the external climate indicators, as well as two-dimensional temperature - wind speed, temperature - solar radiation, temperature - relative humidity, the enthalpy of outdoor air - solar radiation. Frequency dimensional complex can be represented as a surface defined by a number of statistical characteristics. Thus, the surface obey the laws of normal distribution is completely described by the statistical characteristics of five: two middle, two standard deviations and correlation coefficient.

It is known that the intensity of solar radiation, wind speed and direction, the outside temperature changes within very wide limits, depending on the geographical location, the orography, micro-relief terrain and time of year.

Impact of climate change on the outer building envelope is expedient to characterize meteorological gradient, which takes into account the direction, magnitude and repeatability of performance outdoor climate. Statistical analysis of the outdoor climate as a set of dependent (or independent) random variables shows that in each locality for the individual specific periods of time takes place a meteorological gradient, providing directional influence on the formation of the heat balance of

differently oriented facilities, so as a result of the cumulative effects of wind, solar radiation and temperature differently oriented areas have significantly different heat loss or heat gain.

Analysis of the graphs of daily sums of direct solar radiation show that these values vary significantly in an annual cycle, with an inversely proportional relationship, for example, to the east and south orientation. Based on the patterns of solar radiation, and bearing in mind that in today's global energy situation, keeping well in the heat balance of the building heat of solar radiation leads to a significant reduction in operating costs, leading architects of the world have developed strict rules of building design. First, they point out that in the conditions of modern industrial high-rise buildings with large areas of glazing and light frame structures inadmissible to imitate the old masters. Secondly, every architect should know that each building facade characterized by its own structure, depending on the relative positions of the sun, carefully designed solar heat load on the building and the requirements for optimal natural light interior. However, rules that are designed by the architects, are not based on mathematical calculations, containing records directional patterns of solar radiation on the heat balance of the building.

Analysis of regularities of heat of solar radiation on the surface of the building opens up great opportunities for reducing energy consumption for space heating in the cold season.

Along with solar radiation and ambient air temperature, wind speed and direction are among the most important and often decisive factors influencing the heat balance of the building.

Analysis of temperature and wind features of the Primorye Territory shows that on the one hand there are significant variations in temperature, wind speed and direction in the cold and warm periods of the year, on the other hand, there is a pronounced dominant direction of the most adverse temperature and wind effects. In Primorye, unlike most areas of Russian low outdoor temperature steadily prevailing winds coincide with a certain direction.

The problem of the best records of the positive and neutralize the negative impact of climate change on the building should be viewed in two ways. Firstly in terms of the development of processing techniques of climate information for building design. Secondly, with regard to the choice of the orientation and size of the building that best take into account the positive and reduce the negative impact of climate change on the outside of its enclosure.

Russia has large potential reserves of geothermal energy in the form of steam hydrotherms volcanic regions and energy of thermal waters with a temperature of 60-200 ° C in the platform and foothill areas. In 1967, at the southern tip of Kamchatka it was the first in the country Pauzhetskaya 5 MW geothermal power plants, driven later to 11 MW. Drilled into the geothermal system Pauzhetskaya several dozen wells in a total volume of produced steam-water mixture in an amount sufficient to enhance Pauzhetskaya geothermal power plants up to 25 MW.

The recent economic crisis has also affected the field of non-conventional renewable energy (NRSE). Although it managed to maintain the scientific and technological potential and to master the production of new products. So at JSC "Kaluga Turbine Works" produced condensation unit modular geothermal power plants with capacity of 4 and 20 MW. Three such unit "Tuman-4K" 4 MW installed at the Upper Mutnovsky geothermal power station in Kamchatka. The steam is used as a coolant Mutnovsky deposit pressure of 0.8 MPa. Construction of the Upper Mutnovsky geothermal power station was started in 1995 and completed in 1999. At present, the capacity commissioned geothermal power plants of 12 MW.

On Mutnovsky geothermal power plants, design capacity of 80 MW, will be installed 4 power module "Kamchatka-20" with a capacity of 20 MW. Construction of geothermal power station started in 1992 at two sites, each of which is the main building with two power units.

In 1989, the North Caucasus was established experienced Stavropol geothermal power plants using dual-circuit power plants. As the coolant is used thermal water with a temperature of 165°C, extracted from a depth of 4.2 km. Technological scheme of geothermal power plants was developed in ENIN Krzhizhanovsky.

In addition to the geothermal power plants drafted and carried out a feasibility study on the Oceanic geothermal power plants in the Etorofu (Sakhalin region) with total capacity of 1 st and 2 nd stage of 30 MW. Located in the Kuril operating geothermal power plants with capacity of 0.5 MW.

Steam hydrotherms deposits are in Russia only in Kamchatka and the Kuril Islands, so geothermal energy can play a significant role in the country as a whole. But in these areas, power supply which is entirely dependent on imported fuel, geothermal energy can radically solve the problem of energy supply.

At the time, the former Soviet Union, widespread small hydroelectric power stations, which were then laid up or scrapped. Now there are prerequisites return to small hydropower plant on a new basis, due to the production of modern hydraulic units with capacity from 10 to 5860 kW. Currently, there are

about 50 micro hydro power from 1.5 to 50 kW, including hydroelectric power on the river Tolmachev three phases of about 45 MW.

In the field of wind created patterns of domestic wind turbines (windmills) and a capacity of 250 to 1000 kW, are in trial operation. Establishes cooperation with foreign organizations and firms with extensive experience in this field.

Not far from the city of Elista is planned to build a large wind power stations Kalmyk, design capacity is 23 MW. The first phase was built on the base of the wind turbine "Raduga-1" with capacity of 1.0 MW and July 1995 is connected to the grid of Kalmykia. The plant operates around the clock.

In the Rostov region in the "Rostovenergo" wind power stations works, known as the VES-300. It consists of 10 wind turbines with a capacity of 30 kW each. Wind turbines provided the German company HSW project "Eldorado Wind."

Polar wind power of 1.5 MW (Vorkuta) successfully operated since 1993. It is based on six plants AVE-250 Russian-Ukrainian production capacity of 200-250 kW each.

In July 2002, with the support of the Danish company "SEAS Energi Service AS» opened a large windfarm near the village Kulikovo Kaliningrad region. Kulikov Wind Farm consists of 21 wind turbines of the Danish production capacity of 225 kW each, the total capacity of 5.1 MW. In the future, it plans to create in the Kaliningrad region's first commercial wind power stations sea-based 50 MW. The wind farm will be built 500 meters from the shore of the Baltic Sea shelf.

Feasibility study of Primorye wind power plants with a total capacity of 30 MW. As the main technological equipment adopted comprehensive automated wind turbine company "Rainbow" with a unit capacity of 250 kW and 1,000 supplied by the integrated blocks a maximum of prefabrication. WPP is located at Cape Lukin, where it is planned to install 80 wind turbines 250 kW and at Cape Rotary - 10 wind turbines with capacity of 1.0 MW.

In addition to these wind farms in operation there are up to 1,500 wind turbines of various capacity (from 0.08 to 30 kW).

In Russia now has several complexes with biogas installations, among them: in Moscow - Poultry "Novomoskovsk" animal farm "Poyarkovo" agricultural firm "Iskra" Solnechnogorsk district of Moscow region, Sergachevskaya poultry plant in Nizhny Novgorod region. The Russian branch program "Energy conservation in agriculture" for 2001-2006, in different areas, planned construction of 126 biogas plants. In addition, there are technical developments in the use of biogas as a vehicle fuel.

In the eighties, in the Crimea, it was built the first experimental solar power plant SES-5 capacity of 5 MW with thermodynamic cycle of energy conversion, as well as the experimental complex of buildings with solar heating and cooling. In 60-70 years there is also a stand-alone installation of photovoltaic power. By the end of the 80s in the former USSR were operating solar hot water installations with a total area of 150 thousand m², and the production of solar collectors up to 80 thousand m² per year.

In 1968, in the acidic Bay on the Barents Sea coast appeared Kislogubskaya experimental tidal power capacity of 0.4 MW, the construction of which was first used by the domestic progressive method of pontoon construction of the dam. On PES was installed reversible one capsule unit of the French company "Neyrpik." Kislogubskaya tidal power is the scientific basis of "Scientific Research Institute of Energy Structures." In recent years, the station is not operated, but the June 2003 guidance of the Murmansk region and RAO "UES of Russia" made a joint decision on its reconstruction. Hydraulic units to restore the station to increase its power and ordered the enterprise "Zvezdochka" in Severodvinsk Arkhangelsk region.

As the prospects for the development of tidal power in Russia should be noted Mezen tidal power projects in the White Sea (19,200 MW), Tugurskaya tidal power in the Sea of Okhotsk (7980 MW). The enormous power of the projected tidal power due to natural conditions, require a large number (several hundreds) of hydraulic units at each station, long-term construction, huge investments both directly in the construction of tidal power, and in the event of their adaptation within the energy system). All this makes the creation of tidal power plants subject to the distant future.

References

1. Balanchevadze V.I., Baranovsky A.I. Energy today and tomorrow. - M.: Energoatomizdat, 1990. - 344 p.
2. More than enough. The optimistic view of the future world energy / Ed. R. Clark: Trans. from English. - M.: Energoatomizdat, 1994. - 215 p.
3. Energy sources. Facts, problems and solutions. - M.: Science and Technology, 1997. - 110 p.
4. Kirillin V.A. Energy. The main problems: questions and answers. - M.: Knowledge, 1997. - 128 p.

5. World Energy: development forecast up to 2020 / Per. from English. ed. N. Starshikova. - М.: Energiya, 1990. - 256 p.
6. Non-traditional sources of energy. - М.: Knowledge, 1982. - 120 p.

Тепловизионный контроль фарфоровых изоляторов

Несветайло Т.В., Горчакова М.В.

Омский государственный технический университет», Россия, г.Омск

E-mail: nesvet_22@mail.ru

Известно, что инфракрасная диагностика является современным и эффективным способом диагностирования электрооборудования, позволяющим выявить наличие дефектов и зафиксировать точное месторасположение на термограмме. От того, насколько верно интерпретированы результаты тепловизионного обследования, зависит получение достоверных сведений о дефектах сетей и оборудования. Существуют основные руководящие документы, согласно которым проводится тепловизионное обследование, среди которых РД 153-34.0-20.363-99, РД 34 45-51.300-97.

Неотъемлемой частью тепловизионного обследования электрооборудования является оценка состояния изоляторов, подвесной фарфоровой изоляции линий электропередачи (ЛЭП).

Суть тепловизионного метода диагностики заключается в дистанционной регистрации температурного поля на поверхности контролируемого оборудования измерительной аппаратурой, построении и анализе термограмм с использованием ПЭВМ для обнаружения и классификации дефектов [1].

Во время заметных перепадов температуры воздуха с плюса на минус в течение суток учащаются случаи повреждения изоляторов.

Фарфоровые изоляторы становятся неработоспособными (90...99%) в результате механических повреждений или электрического пробоя [2]. Тепловизионный контроль позволяет оценить состояние фарфоровых изоляторов в гирлянде ЛЭП, опорных и проходных изоляторов ОРУ и ячеек КРУН на электрических подстанциях. Гирлянда из стеклянных изоляторов имеет сглаженный характер распределения температуры.

Дефект (пробой) подвесной фарфоровой изоляции ЛЭП не вызывает увеличения температуры пробитого изолятора. Подвесные изоляторы применяются в электроустановках 35 кВ и выше и подразделяются на тарельчатые (Рис. 1. Подвесной тарельчатый изолятор) и стержневые (Рис. 2. Подвесной стержневой полимерный изолятор).

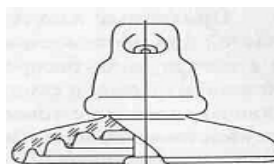


Рис. 1. Подвесной тарельчатый изолятор

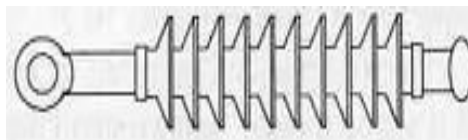


Рис. 2. Подвесной стержневой полимерный изолятор

Температура возрастает у соседних исправных изоляторов, принимающих на себя повышенную нагрузку. При этом дефектный изолятор имеет минимальную нагрузку, в некоторых случаях нулевую, а значит его температура близка к температуре окружающей среды. Дефектные фарфоровые изоляторы на термограмме (Рис. 3. Гирлянда 110 кВ с дефектными изоляторами) представлены более темными (5 изоляторов), а работоспособные - яркими.

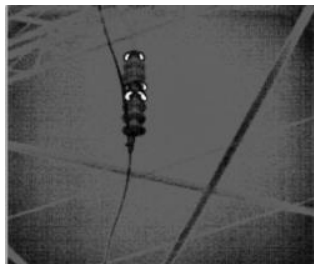


Рис. 3. Гирлянда 110 кВ с дефектными изоляторами

Повреждения, которые не были выявлены при осмотре гирлянды после снятия с опоры, могут быть определены с помощью тепловизора.

Стоит иметь в виду, что загрязнения, например, выбросы промышленных предприятий, также могут приводить к повышенному нагреву изоляторов в гирлянде.

Дефекты опорных изоляторов (Рис. 4. Штыревой линейный изолятор, Рис. 5. Опорный полимерный изолятор) вызваны нарушениями технологии производства, приводящими к пробоям.

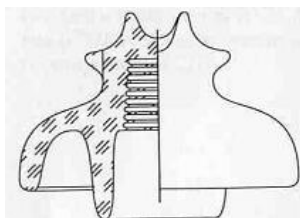


Рис. 4. Штыревой линейный изолятор

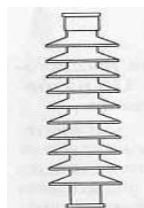


Рис. 5. Опорный полимерный изолятор

Ток утечки, который протекает через цементную армировку изолятора, увеличивается, следовательно, повышается температура изолятора. Дефектные опорные изоляторы имеют яркий окрас (Рис. 6. Повышение температуры опорных изоляторов).



Рис. 6. Повышение температуры опорных изоляторов

Дефектные проходные изоляторы (Рис. 7. Проходной изолятор на напряжение 35 кВ) имеют повышенную температуру по сравнению с работоспособными, т.к. через них протекает больший, чем обычно, электрический ток, вызывающий нагрев.

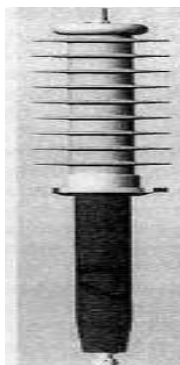


Рис. 7. Проходной изолятор на напряжение 35 кВ

Повышенную температуру можно определить тепловизором. Температуры фарфора и фланца работоспособных изоляторов почти одинаковы и могут превышать температуру окружающей среды не более, чем на 0,50 С [3]. На Рис. 8. Дефектный проходной изолятор электрической подстанции, нагретый на 1-2 о С больше температуры окружающей среды.

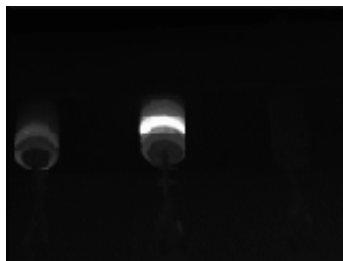


Рис. 8. Дефектный проходной изолятор

В зависимости от превышения температуры различают степени повреждения изоляторов: нормальное состояние (превышение до 0,3 0С), начальная стадия повреждения (до 0,5 - 1 0С), средняя степень повреждения (до 5 0С), сильная степень повреждения или предаварийное состояние (более 5 0С).

Внутренние дефекты и тепловые явления могут быть выявлены лишь тогда, когда они создают изменения температуры, достаточные для их регистрации [4]. Эффективность тепловизионного контроля существенно возрастает при небольшом количестве изоляторов в гирлянде (при большом количестве изоляторов в гирлянде, снижается величина напряжения на каждом изоляторе, что снижает в квадратичной зависимости величину температурного перепада между нормальным и дефектным изоляторами), при большом количестве дефектных (кроме разрушенных механически и видимых визуально), при достаточно высокой чувствительности и разрешающей способности тепловизионной аппаратуры. При проведении тепловизионного обследования стоит иметь ввиду, что сильный ветер существенно увеличивает теплоотдачу с поверхностей. Рекомендуется проводить обследования при скорости ветра до 3 м/с. Стоит иметь ввиду, что тепловизионное обследование опорных изоляторов рекомендуется проводить при высокой влажности воздуха (после дождя, при выпадении росы, оттепели), при которой происходит достаточный для обнаружения нагрев. В противном случае сухая поверхность ограничивает ток утечки, а при отрицательных температурах влага превращается в лед, являющийся диэлектриком.

Экономический эффект от применения тепловизионного контроля электрооборудования обусловлен предупреждением развития дефектов, ведущим к затратам на ремонт и восстановление работоспособности объекта в целом. Затраты регулярного обследования электрооборудования и предупреждения аварии меньше стоимости затрат на ремонт.

Список литературы:

1. Ковалев А.А. Надежность и техническая диагностика устройств электроэнергетики: курс лекций. - Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. - 105 с.
2. Привалов Е. Е. Диагностика внешней изоляции электроэнергетического оборудования: учебное пособие. - Ставрополь: Изд-во ПАРАГРАФ, 2014. - 40 с.

3. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. РД 153-34.0-20.363-99. Дата введения 2000-06-01. С. 52 - 59.
4. Рейх Е.Н., Сыченко В.Г., Ким (Днужт) Е.Д. Анализ методов и средств диагностирования для оценки состояния изоляторов контактной сети // Электрификация транспорта. - 2012. - №4. С. 54 - 59.

**Эффективность внедрения устройств плавного запуска электропривода
нагнетателя сжатого воздуха**

Низамутдинов Р.Р., Фетисов Л.В.

Казанский государственный энергетический университет, Россия, г. Казань

E-mail: rasim.kaz@mail.ru

Оснащение плавным пуском электропривода нагнетателя сжатого воздуха является эффективным способом оптимизации производства самого дорогого энергоносителя.

На производстве сжатого воздуха очистных сооружений канализации муниципального унитарного предприятия «Водоканал» города Казани эксплуатируются семь нагнетателей Н-750 с высоковольтным электродвигателем СТД-1250. Включение/отключение Н-750 осуществляется несколько раз в месяц. Большой срок эксплуатации нагнетателей увеличивает риск выхода из строя их узлов трения вследствие сильного износа подшипников при «прямом» пуске.

Воздухоснабжение на очистных сооружениях канализации необходимо для обеспечения одной из стадий технологии очистки сточных вод - процесса аэрации смеси сточной воды и активного ила в аэротенке. Активный ил представляет собой смесь микроорганизмов, закреплённых на субстрате органического происхождения. Концентрация кислорода в сточной воде не должна быть менее 2 мг/л.

Время аэрации и прохождения сточной воды через аэротенки составляет около 4 часов. В течении этого времени происходит сорбция загрязнений, растворенных в сточной воде, поверхностью активного ила и начальная стадия окисления загрязнений микроорганизмами активного ила. Из аэротенков смесь очищенной сточной воды и активного ила поступает на вторичные отстойники, предназначенные для отделения очищенной сточной воды от активного ила. После вторичных отстойников очищенная сточная вода хлорируется и направляется через глубоководный выпуск в реку Волга.

В июне 2014 года силами подрядной организации ООО «РАБИКА-энергосбережение» системой плавного запуска и регулирования был оснащен нагнетатель Н-750 №3.

Установленный комплект системы плавного пуска содержит следующие компоненты:

- устройство плавного пуска (УПЗ);
- многофункциональная смазочная композиция (МСК) «МЕГОС» для системы смазки.

1. Устройство плавного пуска предназначено для уменьшения пусковых токов электродвигателя большой мощности путём предварительного разгона его ротора дополнительным электродвигателем меньшей мощности перед подачей рабочего напряжения на обмотку статора электродвигателя большей мощности.

Плавный пуск обеспечивает:

- многократный щадящий безударный пуск/останов нагнетателя;
- увеличение срока службы агрегата, его электропривода и пусковой аппаратуры;
- снижение расходов на обслуживание и ремонт.

2. Внедрение МСК «МЕГОС» в систему смазки нагнетателя Н-750 даёт следующие преимущества:

- увеличение рабочего ресурса узлов трения Н-750 не менее чем в два раза;
- увеличение срока службы масла не менее чем в два раза;
- снижение потребления электродвигателем Н-750 электроэнергии на 2%.

При применении МСК «МЕГОС» реализуется эффект «избирательного переноса», который проявляется в том, что на трущихся поверхностях деталей в процессе трения формируется тонкая «сервоитная» медная плёнка, которая в несколько раз увеличивает поверхность контакта, предотвращает водородный износ деталей, в несколько раз снижает коэффициент трения. Так как трение деталей в узле происходит по самовосстанавливающемуся, пластичному слою меди, износ их снижается в несколько раз.

Экономический эффект, полученный при внедрении на нагнетателе Н-750 устройства плавного запуска.

1. УПЗ позволяет отключать и включать электродвигатель мощностью 1250 кВт нагнетателя Н-750 в любой момент, исходя из потребностей производства сжатого воздуха. В ночное время при уменьшении количества сточных вод имеется возможность вывода из технологического процесса одного нагнетателя.

Годовой экономический эффект, полученный при отключении одного нагнетателя на пять часов ночью составил 499500 кВт·ч или 1433565 руб. (при тарифе 2,87 руб. с НДС).

2. Внедрение МСК «МЕГОС» в систему смазки нагнетателя Н-750.

Годовая экономия электроэнергии на одном Н-750 при внедрении МСК «МЕГОС» составила 2% или 213867 руб.

Экономия расходов на ремонт нагнетателя составила 500000 руб. из-за уменьшения износа бабитовых подшипников и других узлов трения.

При стоимости проекта 1300000 руб. годовой экономический эффект от внедрения системы плавного пуска на нагнетателе Н-750 составил 2147432 руб.

Окупаемость проекта составила менее 8 месяцев. Таким образом затраты на внедрение УПЗ полностью окупились. Положительный опыт эксплуатации УПЗ предполагает использование данного оборудования и на других нагнетателях станции.

Рогунская ГЭС: «горячая точка» гидроэнергетики

Нозирзода Ш.С., Деменкова Л.Г.

Юргинский технологический институт Томского политехнического университета, Россия, г. Юрга

Рогунская ГЭС – строящаяся гидроэлектростанция в Таджикистане на реке Вахш, входит в состав Вахшского каскада, являясь его верхней ступенью. Это самый большой в Центральной Азии, стратегически важный объект гидроэнергетической промышленности. Следует отметить, что природные условия строительства Рогунской ГЭС довольно сложны. Сейсмичность 9 баллов, узость горного ущелья, по которому протекает русло реки, опасность селей, залегающий в основании плотины пласт каменной соли – все это потребовало и особых технических решений, и продолжительного подготовительного периода. Строительство Рогунской ГЭС было начато ещё в 1976 г. Проектная мощность Рогунской ГЭС равна 3600 МВт, планируется работа шести агрегатов мощностью 600 МВт, вырабатывающих 13,1 млрд. кВт·ч/год электроэнергии. Высота плотины должна была составить 335 м [1]. Регулируя сток реки Вахш в течение многих лет, Рогунская ГЭС обеспечит увеличение общей выработки электроэнергии каскадом гидроэлектростанций на Вахше, а также получение не только летней, но и гораздо более необходимой в Таджикистане зимней электроэнергии.

Неординарное конструктивное решение – разместить машинный зал в скальных породах под землёй вызвало большие сложности. Строительство началось с пробивания туннелей в непрочных рыхлых породах, что потребовало их немедленного бетонирования по мере вырубки и черновой обработки. Производительность труда была достаточно низкой, не более нескольких десятков метров в месяц. Планировалась пробивка туннелей протяжённостью 63 км. С целью ускорения строительства туннели пробивали с двух сторон и из середины, пользуясь дополнительными шахтами. Отсыпка плотины проводилась посредством специально построенных многокилометровых конвейеров, что способствовало сокращению сроков строительства и экономии около 80 млн. руб. по сравнению с обычной отсыпкой плотины карьерными грузовиками. В 1987 г. началось возведение верховой перемычки плотины, а уже 27 декабря 1987 г. река Вахш была перекрыта. В 1993 г. высота плотины достигала 40 м, при этом было проложено 21 км тоннелей, выполнены основные работы по строительству машинного (на 70 %) и трансформаторного (на 80 %) цехов [2].

После распада Советского Союза в Таджикистане началась гражданская война, строительство ГЭС было частично законсервировано, частично просто заброшено, а 8 мая 1993 г. верховая перемычка плотины была размыва паводком, тоннели и машинный цех частично затоплены водой [3].

В 2000-е годы сложились более благоприятные условия для участия внешних инвесторов в реализации гидроэнергетических проектов в Таджикистане, в т.ч. и России, которая отошла от политических и экономических потрясений предыдущего десятилетия и обрела немалые финансовые возможности. Произошедшие изменения сделали возможным достижение в 2004 г.

двусторонних соглашений о возобновлении участия России в Рогунском проекте, которое было поручено компании «Русал». На средства «Русала» было создано технико-экономическое обоснование проекта, проведен ряд работ на площадке ГЭС (в частности, осушен машинный зал). Однако, сторонам не удалось согласовать ряд принципиальных особенностей проекта, в частности высоту плотины, а также её тип («Русалом» предлагался вариант бетонной плотины высотой 285 м), и в сентябре 2007 года Таджикистан официально расторг соглашение с «Русалом» [4]. Поэтому перекрытие реки Вахш, запланированное на декабрь 2009 г., было отложено. Пуск первой очереди – два гидроагрегата общей мощностью 400 МВт намечалось на конец 2012 г, часть оборудования для этого была привезена ещё в начале 1990-х г. К декабрю 2010 г. в основном были закончены работы в первом тоннеле станции, и в этом же году между Таджикистаном и Всемирным банком было заключено соглашение о проведении международной экспертизы проекта станции швейцарской фирмой Poyry Energy Ltd. Эксперты предложили уменьшить высоту плотины до 170 м [2], однако таджикская сторона с этим категорически не согласна, поэтому в июне 2012 г. акционеры ОАО «Рогунская ГЭС» решили, что перекрытие реки Вахш пока производиться не будет. Узбекистан, который опасается проблем с водой для орошения после заполнения водохранилища ГЭС, занимает позицию, что строительство таких крупных объектов в трансграничных областях должно осуществляться на основе общепризнанных норм и принципов международного права. Узбекистан и Туркменистан используют воды Амударьи для орошения, а Вахш даёт 1/3 общего стока. Конфликт дошёл до частичной транспортной блокады Таджикистана со стороны Узбекистана, когда узбекская железная дорога отказывается пропускать грузы с материалами, которые могут использоваться на строительстве ГЭС. Однако же Всемирный банк в июне 2015 г. заявил, что в целом проект Рогун не будет сопровождаться негативным воздействием на окружающую среду. Генеральный секретарь ООН Пан Ги Мун одобрил выводы Всемирного банка по поводу проекта Рогунской ГЭС, предложил правительствам азиатских стран «вступить в конструктивный диалог по проблемам трансграничных водных запасов, и отказаться от односторонних действий в этом вопросе» [5]. Конечно, проблема использования водных и энергетических запасов в Средней Азии должна решаться путём переговоров, на которых можно найти сбалансированное решение, учитывающее интересы всех стран региона. Вероятно, на сегодняшний день потенциальные инвесторы – Россия, Китай, Иран, Казахстан – вряд ли пойдут на сотрудничество с Таджикистаном в реализации его гидроэнергетических проектов, особенно Рогунской ГЭС из-за учёта взглядов Узбекистана. В Таджикистане считают, что позиция Узбекистана обуславливается не столько экологическими, но и, главным образом, политическими опасениями: возможности контроля стока Вахша Таджикистаном в случае пуска Рогунской ГЭС станут важной стратегической проблемой. Таким образом, в наши дни, как и в 80-е гг. прошлого столетия, Рогунский проект, становится заложником политических обстоятельств.

Строительство Рогунской ГЭС собственными силами, подразумевавшее привлечение извне специалистов, которых пока нет в наличии в Таджикистане, в состоянии дать толчок развитию многих отраслей национальной экономики, развитию фундаментальных и прикладных исследований и изысканий, подготовке собственных высококвалифицированных кадров и др. Но для того, чтобы всё это стало возможным, необходимым условием является наличие государственного видения проблемы и способов её решения, помноженное на твёрдую политическую волю руководства Таджикистана решить данную задачу. Само строительство Рогунской ГЭС и других крупных гидроэнергетических проектов собственными силами должно стать инструментом коренного преобразования страны, обретения компетенций – политических, управленческих, научных, технических, логистических и т.д., которые при продолжении взятого курса могут в конечном итоге трансформировать республику в действительно современное развивающееся государство. Привлечение иностранных сил не будет способствовать развитию страны и преобразованию общества.

Понятно, что осуществление строительства требует максимально возможной мобилизации собственных не только финансовых и материальных, но и, что более важно, имеющихся в наличии организационно-управленческих, инженерных и других кадровых ресурсов, а также в налаживании воспроизводства этих ресурсов.

Трудно переоценить роль Таджикистана как лидера в управлении водными ресурсами в Центральной Азии, обеспечивающего своих соседей энергией и управляемыми поставками воды. Поэтому строительство Рогунской ГЭС необходимо для региона, и его стоит вести на основе двух принципов – деполитизации проекта и консолидации потенциальных инвесторов. Странам Центральной Азии важно объединиться в этом проекте, исключив внешние силы, которые в случае необходимости могут использовать Рогунскую ГЭС в своих политических целях.

Список литературы:

1. Борисова Е.А. Споры вокруг Рогунской ГЭС // История и современность. – 2013. – № 1(13). – С. 18–23.
2. Добрусин Л. Приоритеты управления качеством электроэнергии в электрических сетях России взгляд с позиции национальных интересов и стратегии международного энергетического сотрудничества // Силовая энергетика. – 2009. – № 2. С. 32– 36.
3. <http://http.asiaplus.tj/ru/node/163410>.
4. <http://eva.tj/raznoe/rogunskaya-ges.html>
5. <http://novosti-tadzhikistana.ru/tag/rogun/>

УДК 621.528.0

К вопросу проектирования силовой части автономной ветроэнергетической установки с асинхронным генератором**Пашали В.М., Денисенко А.В., Пашали Д.Ю.***Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, г. Уфа,
pashalivera@mail.ru*

Ключевые слова: автономная ветроэнергетическая установка, эскизный проект, асинхронизированный генератор, силовая часть ВЭУ, параметры ветрового потока

Проектирование современной ветроэнергетической установки (далее ВЭУ) для конкретных районов эксплуатации и известного характера нагрузки выполняется по техническому заданию, определяющему параметры ветровых и электрических нагрузок, погодные условия, вид обслуживания и т.д. [1, 2]. По заданию нефтедобывающего предприятия в УГАТУ выполнены исследования и проектные расчеты ВЭУ с асинхронным генератором (далее АГ) для локального автономного электроснабжения трубопроводов мощностью до 30 кВт. Краткие положения последовательности исследования в объеме эскизного проекта силовой части ВЭУ изложены в данной работе.

Для формирования технического задания на разработку силовой части ВЭУ на основе теоретического анализа достоинств и недостатков известных технических решений и расчетов:

- оценивают потенциальные возможности ветрового потока и режим электропотребления;
- выбирают тип ветродвигателя (ВД) установки (при выборе типа ВД анализируются технические достоинства и недостатки всех известных вариантов ВЭУ);
- выбирают тип и материал ветроколеса (основными рабочими характеристиками ветроколеса, подлежащими определению, являются: коэффициент использования энергии C_p и коэффициент момента окружных сил C_m);
- определяют количество лопастей, с учетом зависимости номинальной скорости вращения ветроколеса и КПД ветродвигателя (чем больше лопастей содержит ветроколесо, тем больше его крутящий номинальный момент, но тем меньше его номинальная скорость вращения);
- определяют характеристики профилей лопастей на основании продувок в аэродинамической трубе;
- определяют мощность, развиваемую ветроколесом и его диаметр, КПД ветроустановки и способы его повышения [3];
- выбирают толщину профиля лопасти с учетом конструктивных соображений, главное из которых – обеспечение необходимой прочности;
- определяют угол атаки α_m при котором заданный профиль имеет максимальное аэродинамическое качество;
- выбирают тип электрогенератора (ЭГ) установки на основе оценки согласования характеристик ВД и ЭД. Тип ЭД которого, мощность и номинальную частоту вращения необходимо обосновать технико-экономически;

Например, автономные бесконтактные АГ малой мощности с короткозамкнутым ротором, самовозбуждающиеся с помощью конденсаторов имеют, по сравнению с синхронными генераторами в диапазоне мощностей от 0,2 до 30 кВт (и более в случае повышенных частот 150-400 Гц) следующие преимущества: простота устройства и меньшие массогабаритные показатели; высокое качество (синусоидальность) напряжения за счет наличия мощной демпферной клетки в виде короткозамкнутой обмотки ротора и параллельного подключения к выходу АГ батареи конденсаторов возбуждения, выполняющих также роль фильтра; устойчивости при параллельной

работе (биения напряжения и затяжные переходные процессы в АГ отсутствуют благодаря эластичной электромагнитной связи между вращающимся полем статора и ротора, определяемой и выравняемой изменяющимся скольжением); АГ менее требовательны к ограничениям, накладываемым на начальные условия синхронизации с целью поддержанию системы в рабочем состоянии и т.д.

При обосновании выбора АГ, необходимо оценивать и специальные режимы их работы, например, изменением соотношения емкостей конденсаторов можно изменять максимальное напряжение на нагрузке и стабильность тока.

Отдельным этапом проектирования является разработка системы управления, преобразования энергии и стабилизации напряжения по техническим требованиям энергопотребителя.

Данные метеосводок по Республике Башкортостан показывают, что наиболее вероятные скорости ветра равны 4-12 м/с. Для рассматриваемого проекта ВЭУ и условий эксплуатации рекомендуется использование: для привода электрогенератора – быстроходного ветродвигателя с горизонтальной осью вращения; профиля лопастей «Эсперо»; автономного АГ с самовозбуждением от конденсаторов; оригинальных разработок кафедры ЭМ УГАТУ [4] при разработке устройств передачи электрической энергии от генератора в устройства преобразования и коммутации.

Список литературы:

1. Концепция использования ветровой энергетики в России / под. ред. Безруких П. П. – М.: «Книга-Пента» – 2005. 128 с.
2. *Gourieses D. Wind Power plants. Theory and Design. N.-Y.: Pergamon Press. – 1992. 285 p.*
3. Пашали В.М., Хакимова А.Р., Ассадуллин М.Р. Повышение коэффициента полезного действия ветроустановок // Мавлютовские чтения Российской научно-технической конференция: сб. тр. в 5 т. Том 2 / Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т. – Уфа, УГАТУ. – 2014. С. 21.
4. Исмагилов Ф. Р., Афанасьев Ю. В. и др. Предохранительное устройство силового кабеля ветроагрегата // Патент РФ № 2131997. Оpubл. 20.06.99.

Поиск причин отказов обмоток вспомогательных асинхронных двигателей электровозов переменного тока средствами компьютерного моделирования

Пустоветов М.Ю.

*Ростовский государственный университет путей сообщения, Россия, г. Ростов-на-Дону
mgsn2006@yandex.ru*

Из анализа Топ-100 проблем сервисного обслуживания локомотивов за 2014 год [1] и статистики ОАО «РЖД» ясно, что проблема отказов обмоток вспомогательных асинхронных двигателей (АД) электровозов переменного тока остается актуальной [2, 3]. Ряд работ на эту тему был выполнен по итогам начального периода эксплуатации электровозов семейства «Ермак» [4 - 6]. В них внимание сконцентрировано на недочетах конструкции АД НВА-55 и ненадлежащем качестве питающего напряжения. С одной стороны, не хотелось бы зачеркивать результаты многолетнего научного и инженерного труда разработчиков, специализированного АД, а также конденсаторной схемы питания АД [7, 8]. С другой стороны, вопросы эффективности, надежности и безопасности электрооборудования требуют решения.

В [9] опубликованы результаты совместного компьютерного моделирования электромагнитных, электромеханических и тепловых процессов в АД НВА-55 привода мотор-вентилятора при одиночном пуске в составе схемы электровоза 2ЭС5К с чисто конденсаторным расщеплением фаз (без пускового двигателя). Результаты получены на компьютерной модели типа [10]. Её особенностями были учет влияния обрывов стержней только на активное сопротивление фазы ротора (индуктивное сопротивление рассеяния фазы ротора оставалось неизменным), а также отсутствие гистерезиса (коэффициента возврата) при работе реле контроля напряжения, обеспечивающего коммутацию пусковой ступени конденсаторов.

В настоящее время разработана усовершенствованная компьютерная модель, свободная от вышеназванных недостатков. На ней проведены вычислительные эксперименты, позволившие получить уточненные данные относительно условий возможного возникновения недопустимых по нагреву обмоток АД режимов его работы. В [9] установлено, что критерием опасных в тепловом отношении режимов работы конденсаторной схемы вспомогательного привода с АД может

служить близкое к 100 % значение коэффициента небаланса междуфазных напряжений АД $k_{\text{неб.мф}}$ (см. выражение (1)). Оно свидетельствует о наличии большого количества разрывов стержней беличьей клетки ротора.

$$k_{\text{неб.мф}} = \frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{U_{\text{н}}} 100\%, \quad (1)$$

где: $U_{\text{нб}}$, $U_{\text{нм}}$ - наибольшее и наименьшее действующие значения из трёх междуфазных напряжений; $U_{\text{н}}$ - номинальное значение линейного напряжения.

Посредством компьютерного моделирования установлено, что высокое значение $k_{\text{неб.мф}}$ имеет место, когда пусковая ступень конденсаторов включена. Если это состояние длится порядка десятков секунд, то вполне возможен недопустимый перегрев обмотки статора или ротора АД. При отключенной пусковой ступени конденсаторов опасный перегрев обмоток АД не достигается даже при множественных обрывах стержней ротора. Коммутация пусковой ступени конденсаторов осуществляется посредством реле контроля напряжения KV01 панели A1, настроенного на напряжение включения 300 В +50 В, достижение которого означает завершение процесса пуска АД и формирования трехфазной системы напряжений на его выводах [11]. Известно, что защита каждой фазы АД НВА-55 от токовых нагрузок недопустимой продолжительности осуществляется токовым электротепловым реле РТТ-85-33-132 со временем срабатывания 8 – 20 с при включении с холодного состояния (25 ± 10) °С и величиной уставки 750 А [11]. Т.о., если недопустимый перегрев достигается за время не более 20 с, существует вероятность, что отказ обмотки случится ранее, чем сработает электротепловая защита. Результаты вычислительных экспериментов при условии питания схемы вспомогательного электропривода синусоидальным напряжением 380 В при одиночном пуске мотор-вентилятора и постоянно подключенной пусковой ступени конденсаторов сведены на рис. 1. Наиболее нагретой является фаза С2. Допустимый перегрев обмотки статора НВА-55 при изоляции класса F по нагревостойкости составляет 135 °С, при классе H - 160 °С.

Ситуацию с продолжительным подключением пусковой ступени конденсаторов демонстрирует рис. 2, где показаны результаты моделирования одиночного пуска АД НВА-55, в роторе которого 8 стержней с разрывами, при условии настройки реле контроля напряжения KV01 панели A1 на напряжение включения 350 В.



Рис. 1. Расчётные характеристики АД НВА-55 в функции количества разрывов стержней ротора: 1 – время достижения пазовой частью обмотки статора перегрева 135 °С; 2 - время достижения лобовыми частями обмотки статора перегрева 135 °С; 3 – время достижения пазовой частью обмотки статора перегрева 160 °С; 4 - время достижения лобовыми частями обмотки статора перегрева 160 °С; 5 – время достижения перегрева короткозамыкающих колец ротора 300 °С; 6 – время достижения перегрева стержней ротора 300 °С; 7 – время достижения перегрева короткозамыкающих колец ротора 600 °С; 8 – время достижения перегрева стержней ротора 600 °С; 9 – коэффициент небаланса междуфазных напряжений, % (уменьшено в 10 раз); 10 – действующий ток установившегося режима фазы С2, А; 11 – скольжение ротора АД, %

На рис. 3 показаны результаты моделирования одиночного пуска АД НВА-55, в роторе которого 8 стержней с разрывами, при условии настройки реле контроля напряжения KV01 панели А1 на напряжение включения 300 В. На рис. 2 и 3: 1 – напряжение С2 – С3; 2 – частота вращения, об/мин; 3 – сигнал на входе реле контроля напряжения KV01 (увеличено в 10 раз); 4 – ток фазы С2 статора АД. На рис. 3 по сравнению с рис. 2 видно, что подключенное состояние пусковой ступени конденсаторов сменяется отключенным, т.к. контролируемый сигнал достигает в результате пороговых 300 В. Отметим, что при настройке KV01 в пределах 300...350 В, если имеем «здоровый» ротор АД, достижение опасных тепловых режимов невозможно, т.к. коммутация пусковой ступени конденсаторов происходит нормально – по окончании разгона АД пусковая ступень отключается. Если же пусковая ступень по какой-либо причине не отключится, то и при «здоровом» роторе отказ АД в результате перегрева обмотки возможен. При пониженном напряжении питания схемы 280 В время достижения недопустимого перегрева заведомо превышает время срабатывания электротепловой защиты.

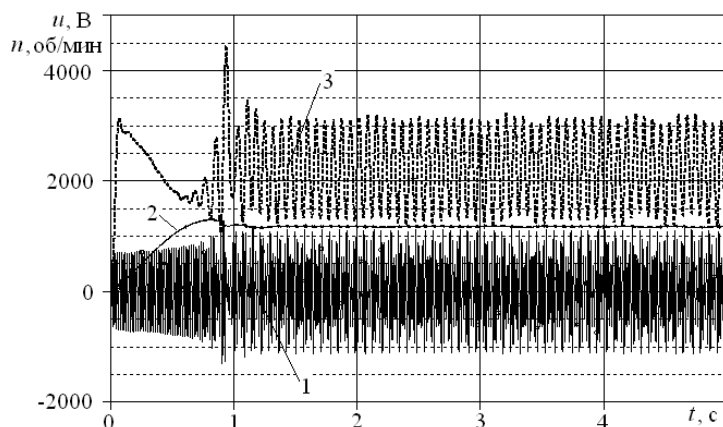


Рис. 2. Результаты моделирования одиночного пуска АД НВА-55 при условии настройки реле контроля напряжения KV01 панели А1 на напряжение включения 350 В

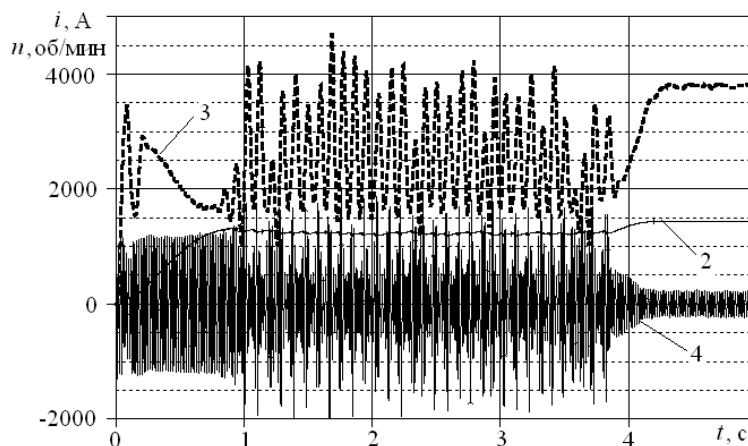


Рис. 3. Результаты моделирования одиночного пуска АД НВА-55 при условии настройки реле контроля напряжения KV01 панели А1 на напряжение включения 300 В

Выводы. Причиной отказов обмоток вспомогательных АД электровозов переменного тока ввиду недопустимого перегрева может быть неудачное сочетание некоторых параметров и настроек или ненадлежащее срабатывание защитной и коммутационной аппаратуры в электрической схеме привода. Следует проанализировать подобные явления и предложить рекомендации по их исключению в схеме асинхронного вспомогательного электропривода с пусковым двигателем (электрохимическим расщепителем фаз) электровозов переменного тока. Наличие некоторого количества обрывов стержней в роторе провоцируют в схеме конденсаторного питания после пуска АД возникновение квазистатического режима при значительных фазных токах и низкочастотных колебаниях напряжений и токов при подключенной пусковой емкости, чего не наблюдается при «здоровом» роторе.

Список литературы:

1. Перспективы развития сервисного обслуживания локомотивов: материалы первой международной научно-практической конференции. – М.: ООО «ТМХ-Сервис», 2014 г. – 364 с.
2. Литовченко, В.В. Анализ работы вспомогательных машин на электровозах переменного тока / В.В. Литовченко, А.Ю. Малютин, А.В. Невинский // Электроника и электрооборудование транспорта, 2015. - №1 – С. 36 – 40.
3. Пустоветов, М.Ю. Об экономическом эффекте от использования индикатора предотказного состояния по перегреву короткозамкнутой обмотки ротора вспомогательных асинхронных двигателей на электровозах переменного тока / М.Ю. Пустоветов, А.О. Захаров // Транспортный комплекс в регионах: опыт и перспективы организации движения: Материалы Междунар. науч.-практ. конф., 28 мая 2015 г. – Воронеж: Руна, 2015. – №1. – с. 63 – 67.
4. Гирник, А. С. Модернизация конструкции асинхронных вспомогательных двигателей электровозов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.01 / Гирник Андрей Сергеевич. –Томск, – 2011. – 21 с.
5. Выжимова, В.Н. Комплексная оценка факторов, влияющих на надёжность асинхронных вспомогательных машин электровозов переменного тока, определение основных причин отказов / В.Н. Выжимова // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2013. – № 3(39). – С. 205 – 209.
6. Голов, Ю.В. Особенности режимов работы вспомогательных электрических машин электровозов серий ВЛ85 и 2ЭС5К / Ю.В. Голов, О. Л. Рапопорт, Н. Н. Харлов, М. В. Волков // Локомотив. – 2006. – №11. – С. 21 – 22.
7. Некрасов, О.А. Вспомогательные машины электровозов переменного тока / О.А. Некрасов, А.М. Рутштейн. – М.: Транспорт, 1988. – 224 с.
8. Рутштейн, А. М. Вспомогательный привод электровозов переменного тока / А.М. Рутштейн // Вестник ВЭЛНИИ. – 2008. – Т.2 (56). – С. 162 – 171.
9. Пустоветов, М. Ю. Имитационное моделирование явлений во вспомогательном асинхронном электроприводе электроподвижного состава: монография / М.Ю. Пустоветов; ФГБОУ ВПО РГУПС. – Ростов н/Д, 2015. – 159 с.
10. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015616252. SPICE-модель электровозного асинхронного вспомогательного электропривода мотор-вентилятора с питанием по конденсаторной схеме с функцией расчета тепловых процессов в трехфазном асинхронном двигателе с учетом разрывов стержней короткозамкнутой обмотки ротора/ Пустоветов М.Ю.; заявитель и патентообладатель Пустоветов М.Ю. Зарегистрировано 04.06.2015 г.
11. Электровоз магистральный 2ЭС5К (3ЭС5К). Руководство по эксплуатации. Т.1 (в четырех книгах) (издание первое) – Ростов н/Д: СХКТБ ООО «БелРусь», 2007. – 160 с.

Гидроэнергетика: состояние, проблемы, перспективы развития

*И.С. Баженова, В.Я. Ушаков**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
bazhenova@1992@inbox.ru*

Использование энергии водных потоков, как и использование ветроэнергии, началось несколько тысяч лет тому назад. В России использование водной энергии в промышленности началось XVI веке. В качестве двигателей первыми нашли применение подливные водяные колеса. На протяжении столетий вырабатывалась и совершенствовалась техника овладения водной энергией.

Первенцем гидроэнергетики в России следует считать станцию на Рудном Алтае, построенную в 1892г. Эта четырехтурбинная ГЭС была создана под руководством инженера Кокшарова для шахтного водоотлива Зырянского рудника. Здесь издавна были гидросливные установки, где с помощью воды вращались механизмы. Пристроив к ним турбины с генератором тока, можно было без дополнительных затрат получить электроэнергию.

Следующие по «возрасту» были ГЭС, построенные на Урале, в Восточной Сибири и под Петербургом. На Урале первые гидроэлектростанции появились там, где добывалась железная руда, в частности на Алапаевском месторождении бурых железняков. Мощность Алапаевской ГЭС, построенной в 1904г., по тем временам была велика- 560кВт.

В европейской части России первая промышленная гидроэлектростанция мощностью в 260кВт была построена уже в 1896г. на реке Охте, близ Петербурга. Она снабжала электроэнергией Охтинский пороховой завод. В ее создании участвовали инженеры В.Н.Чиколаев и Р.Э.Классон. 18 октября 1896г. стало знаменательной датой для Ленских золотых приисков: в этот день заработала ГЭС, на которой впервые в России были установлены генераторы трехфазного (переменного) тока. Трансформатор напряжением 10кВ позволил передать ток на расстояние в 20км. Для этого была специально сооружена высоковольтная линия. Через пару лет на Ленских приисках начали строить ещё ряд ГЭС, так что их число к началу 1917г. достигло шести, общая мощность – 2,5тыс. кВт [1].

Современное состояние гидроэнергетики России

Большая часть гидротехнических сооружений, находящихся в наши дни в эксплуатации или в процессе строительства в нашей стране, достались в качестве наследства от Советского Союза. В ходе долгих реформ энергетики в постперестроечные времена отрасль гидроэнергетики дробилась, а её объекты кочевали от одних компаний к другим. У станций менялись собственники, менялась политика управления, и в результате это привело к тому, что из производства «тянулось» как можно больше денег, но при этом вкладывалось очень мало средств на обновление и поддержание основных фондов станций. В итоге хронического недофинансирования в течении порядка 25 лет в отрасли гидроэнергетики практически повсеместно организовалась проблема глобального масштаба – степень износа оборудования большинства российских гидростанций превышает 40%, а по некоторым ГЭС этот показатель достигает 70% [2].

Тем не менее, не смотря на катастрофические цифры степеней износа, общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС в России составляет примерно 45 млн кВт (5 место в мире), а выработка порядка 165 млрд кВт*ч/год – в общем объеме производства электроэнергии в России доля ГЭС не превышает 21%. При этом по экономическому потенциалу гидроэнергоресурсов Россия занимает второе место в мире (порядка 852 млрд кВт*ч, после Китая), однако по степени их освоения – 20% - уступает практически всем развитым странам и многим развивающимся государствам.

Проблемы гидроэнергетики

Как было рассмотрено ранее, в наши дни в отрасли гидроэнергетики существует ряд проблем, без решения которых невозможно устойчивое развитие гидроэнергетики в ближайшем будущем. Основные проблемы это:

- необходимость повышения технического уровня и надежности работы действующих гидроэлектростанций и безопасности их эксплуатации в рыночных условиях;
- потребность в устойчивом развитии финансирования отрасли гидростроения;
- необходимость коренного улучшения кадрового обеспечения гидроэнергостроительства и эксплуатации гидравлических электростанций;
- необходимость в совершенствовании организации и повышении технического уровня изысканий, проектирования, управления строительством и эксплуатацией гидроэнергетических объектов.

Проблемы технического состояния вызваны не только общим старением основных фондов, но и недостаточным вниманием к обслуживанию, замене, реконструкции и техническому перевооружению генерирующего и вспомогательного оборудования на действующих гидроэлектростанциях. Увеличивается число ГЭС, отработавших нормативные сроки службы при профилактической практике их продления. В результате реформы в электроэнергетике в 1998-2008гг. снизились требования к своевременности и качеству профилактических и капитальных ремонтов.

Отмеченное обстоятельство наглядно проявилось в аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009г., унесшей жизни 75 человек. Это трагическое событие показало, что без изменения технической политики государства и отношения частных собственников к поддержанию нормального технического состояния оборудования на современном этапе невозможно ни безопасное и эффективное функционирование, ни успешное дальнейшее развитие гидроэнергетики страны.

Перспективы гидроэнергетики в России

Наиболее вероятным из крупнейших проектов для практической реализации является проект Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (ЮЯГЭК). [9] Этот проект предполагает в юго-восточной части бассейна р.Лены соорудить 7 ГЭС установленной мощностью от 220 до 3300 МВт. Общая мощность комплекса – более 9ГВт. В качестве первоочередных

рассматриваются Канкунская на р.Тимптон, а также Среднеучурская, Олёкминская и Верхнеалданская гидроэлектростанции.

Созданию ЮЯГЭК и решению на его основе социально-экономических проблем региона призвана способствовать Корпорация экономического развития Южной Якутии. ОАО «Корпорация экономического развития Южной Якутии» представляет консолидированную позицию инвесторов перед государством.

Государственный координатор проекта – Правительство Республики Саха (Якутия). Инвесторы – ОАО "РусГидро", АК "АЛРОСА" (ОАО), Урановый холдинг "АРМЗ", ООО "УК "Колмар". Основная задачей деятельности Общества является реализация инвестиционного проекта «Комплексное развитие Южной Якутии», в том числе получение государственной поддержки. Естественно, реализация проекта ЮЯГЭС может быть начата только после решения проблемы его финансирования [3].

Проблемы развития гидроэнергетики на современном этапе

Несмотря на широкие возможности и наличие технико-экономических обоснований проектов, в настоящее время в стране сохраняются очень низкие темпы строительства в гидроэнергетике. За последние 20 лет на ГЭС введено всего 3,7 ГВт установленных гидроэлектрических мощностей. Сейчас считаются строящимися ещё 6 объектов с общей установленной мощностью около 5,34 ГВт. Из них 2,97 ГВт приходятся на Богучанскую ГЭС. Планировалось полностью сдать в эксплуатацию Богучанскую ГЭС к концу 2013 года, но последний, девятый гидроагрегат мощностью 333 МВт был введен в промышленную эксплуатацию лишь 22 декабря 2014 года. Ввод ГЭС на полную мощность намечен на 2015 год после наполнения водохранилища до проектной отметки 208 метров (на конец 2014 года уровень верхнего бьефа – 204,5 м) [4].

Практически все российские гидроэнергетические стройки испытывают проблемы, аналогичные проблемам Богучанской ГЭС, то есть эти проблемы являются системными. Поэтому организация и практика гидроэнергостроительства в стране требует серьезного улучшения. Прежде всего необходимо обеспечить ритмичное финансирование строек, чтобы предотвратить угрозу не только увеличения сроков строительства, но и их замораживания. Далее, необходимо возобновить подготовку квалифицированных специалистов-гидротехников, гидроэнергетиков и организаторов гидроэнергостроительства.

Положение, сложившееся в современном гидроэнергостроительстве России, не позволяет существенно повысить его темпы и в ближайшем будущем. Этому мешают и общеэкономические причины, в частности, неопределенность потребности в новых генерирующих мощностях и инвестиционный климат в стране.

Поэтому, на период до 2030 года скорее всего, сохранятся прежние темпы сооружения гидроэнергетических объектов [3].

Список литературы:

1. Экономическая география России: Учеб. Пособие для вузов / Под ред. Т. Г. Морозовой. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2001. – 147с.
2. Электронный ресурс. Официальный сайт РусГидро. Адрес доступа: <http://www.rushydro.ru/industry/russianhydropower/>
3. Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Гидроэнергетика России.: Энергия: экономика, техника, экология 2012 №10 с 2-9.
4. Электронный ресурс. Официальный сайт Богучанской ГЭС. Адрес доступа: <http://www.boges.ru/press-tsentr/press-relizy/32262/>

Эффективность применения активной фильтрации высших гармоник на предприятиях АПК

Третьяков А.Н., Шпак О.Н.

*Иркутский государственный аграрный университет, Россия, г. Иркутск
treyakov_alex@mail.ru*

1 июля 2014 года введен в действие новый стандарт качества электроэнергии ГОСТ 32144-2013. Мониторинг всех показателей качества электроэнергии, установленных ГОСТом дает реальную картину о режимах работы сети, степени ее загрузки и влиянии помех от энергоприемников на формы кривых тока и напряжения [1]. Итоги мониторинга могут применяться как результаты периодического контроля по требованию ГОСТа. Изменения,

внесенные в стандарт, ужесточают ответственность сетевой организации перед потребителем за надежность снабжения его электроэнергией. Возросшее применение электрооборудования с нелинейной нагрузкой привело к снижению качества электроэнергии по несинусоидальности напряжения. В результате работы такого оборудования происходит перегрузка трансформаторов, увеличение потерь, ускоренное старение оборудования, ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики, нестабильная работа устройств гарантированного питания и генераторов, все это в целом приводит к снижению надежности электроснабжения, увеличению брака продукции и снижению производительности на предприятиях агропромышленного комплекса (АПК).

Кроме внешних источников несинусоидальности, генерирующих высшие гармоники в общую сеть, на предприятиях имеются собственные источники искажения кривой напряжения и тока. Газоразрядные лампы и светодиодные источники освещения способны генерировать нечетные гармоники: 3-ю, 5-ю, 7-ю и 9-ю, 11-ю и 13-ю, при этом искажение кривой тока составляет от 18 до 45% [2].

Основным способом снижения уровня несинусоидальности является применение пассивных фильтров. Такие фильтры просты, не требуют обслуживания, относительно дешевы. Недостатком пассивных фильтров является фильтрация гармоник одной частоты. Их эффективность снижается при изменении гармонического состава токов и напряжений и при изменении параметров сети. При определенных частотах гармоник может возникнуть резонанс между фильтром и индуктивностью сети, что приведет к увеличению тока этой гармонической составляющей.

Для решения задач компенсации всего спектра высших гармоник используют активные фильтры, которые лишены этих недостатков. Такой фильтр представляет собой электронное устройство, подающее в сеть токи гармоник в противофазе генерируемым нагрузкой, тем самым компенсируя их.

Активные фильтры гармоник являются адаптивными устройствами, способными менять характеристики при изменении параметров сети и нагрузки. Активные фильтры идеально подходят для применения во всех отраслях промышленности и сельского хозяйства. Высокая эффективность фильтрации позволяет снизить уровень гармоник в сети на 98% и довести коэффициент мощности до заданного значения.

Активные фильтры выполняются на преобразователях как по схеме источника тока (ИТ), так и источника напряжения (ИН). Модули на мощных транзисторах IGBT больше подходят для схемы ИН, в схемах ИТ применяются в основном GTO-тиристоры. Анализ при выборе управляемых вентилях для активного фильтра на напряжение 400 В и мощность 100 кВА показывает, что потери в фильтре по схеме ИН-ШИМ на транзисторах IGBT меньше, чем для схемы ИТ-ШИМ на GTO-тиристорах. В обеих схемах имеется сглаживающий фильтр коммутационных импульсов. Активный фильтр по схеме ИН эффективно гасит гармоники от 5-й до 25-й. Частоту ШИМ-преобразователя желательно выбирать выше 10 кГц [3].

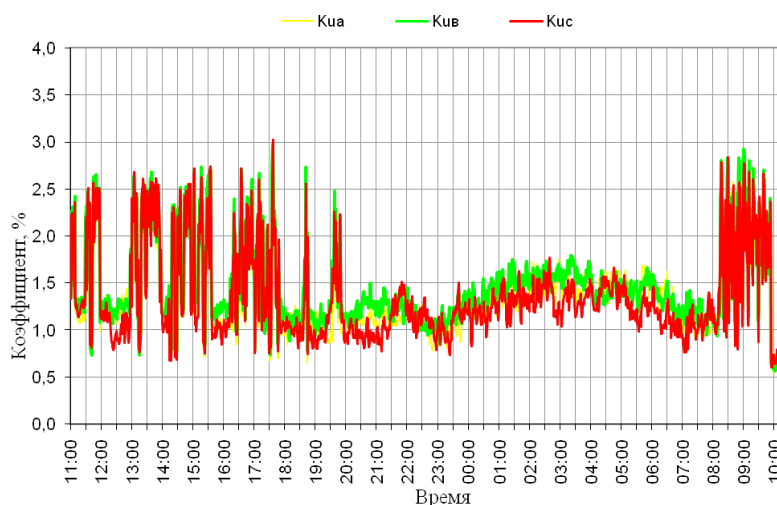


Рис. 1. Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения на предприятии по выращиванию и переработке мяса птицы

Многолетние практические исследования режимов работы и качества электроэнергии на предприятиях АПК Иркутской области подтверждают наличия широкого спектра гармоник в сети 0,4 кВ. На рисунке 1 представлены измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения. Место проведения измерений птицефабрика, КТП-1, 10/0,4 кВ, 630кВА, Т-1, шины 0,4 кВ, ф.1.

Возрастание несинусоидальности до 3% связано с включением мощной нелинейной нагрузки. Изменения имеют периодический характер в соответствии с работой технологических линий. В течение суток КУ с 0,8% возрастает до 3% в режиме максимума нагрузки.

Для проведения гармонического анализа напряжения было проанализировано более 350 измерений КУ на различных предприятиях АПК Иркутской области. В результате теоретических и практических исследований качества электроэнергии в сетях 0,38 кВ АПК, была построена математическая модель активного фильтра. В процессе моделирования в качестве генераторов, гармонических составляющих напряжения, были использованы генераторы различных гармоник напряжения, соединенные вместе. Моделирование осуществлялось с использованием 11 гармоник (100 Гц; 150 Гц; 200 Гц; 250 Гц; 350 Гц; 450 Гц; 500 Гц; 650 Гц; 750 Гц; 800 Гц; 1000 Гц), наложенными на основную (первую) гармонику. В результате проверки фильтр показал положительные характеристики по фильтрации высших гармоник. Блок-схема разработанного активного фильтра представлена на рисунке 2 [4].

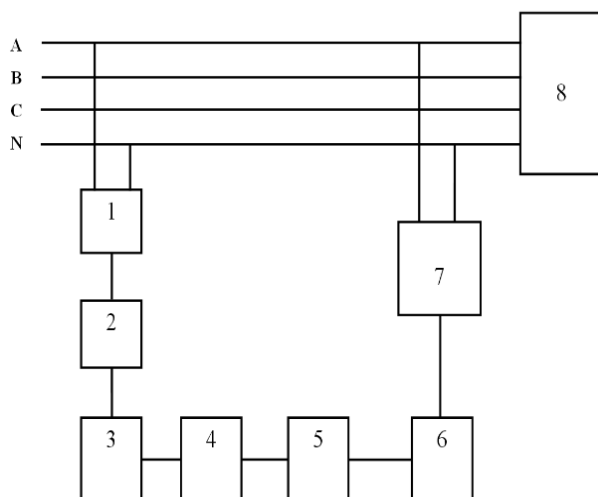


Рис. 2. Блок-схема однофазного активного фильтра 1 – система преобразования входной информации; 2 – синхронизированная с сетью система формирования сигнала ошибки; 3 – инвертор; 4 – система формирования дискретного сигнала; 5 – буферные каскады; 6 – импульсный усилитель мощности; 7 – LC-фильтр; 8 – нелинейная нагрузка

Предложенная схема фильтрации высших гармоник позволяет снижать несинусоидальность напряжения во всем спектре частот с одновременной компенсацией реактивной мощности. На основании результатов моделирования была разработана экспериментальная модель активного фильтра для оценки эффективности компенсации высших гармоник. Выбор параметров активного фильтра производился на основании экспериментальных данных и фактическому значению фазного тока.

Таблица 1. Параметры экспериментальной модели активного фильтра

№ п/п	Параметры	Значение
1	Выходная мощность, Вт	1600
2	Номинальный ток (ток сигнала ошибки), А	9
3	Номинальное напряжение, В	220

Диаграмма суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения до и после включения фильтра представлены на рисунке 3.

Время включения фильтра в сеть 17:10. На момент включения КУ составлял 2,96%, после включения он составил 0,183% и в течение всего периода работы не превышал значения 0,2%. Режим работы технологических линий и нагрузки в целом в период работы фильтра относительно номинального режима работы не изменялся.

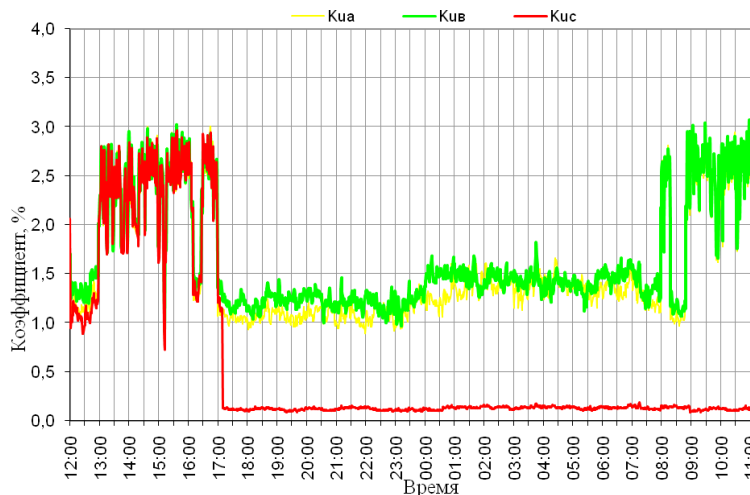


Рис. 3. Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения на предприятии по выращиванию и переработке мяса птицы при работе активного фильтра

Экспериментальные данные показывают эффективную работу активного фильтра. Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения после включения фильтра не превышает значения 0,2%, коэффициент мощности составляет 0,98.

Список литературы:

1. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. -2014.
2. Обеспечение электромагнитной совместимости в системах освещения объектов агропромышленного комплекса / Н.П. Боярская, В.П. Довгун, Е.С. Шевченко // [Вестник КрасГАУ](#). -2014.- № 6.- С. 243-250.
3. Алексеев Б.А. Активные фильтры высших гармоник. - Электро, № 3.-2007.- С. 28-32.
4. Однофазный активный электрический фильтр: пат. 2458381 Рос. Федерация № 2010104808/09, заявл. 11.02.2010; опубл. 20.08.2011, Бюл. № 23.- 3с.

Simulation of single-phase fault in the network without the apparatus for compensating capacitive current

Fediuk R.S., Mochalov A.V., Timokhin A.M., Mutalibov Z.A., Ilinskiy Yu. Yu.

Far Eastern Federal University, Russia, Vladivostok

Electrical networks are capable of working with isolated or grounded neutral generators and transformers. 6-35 kV voltage power lines working with isolated neutral transformers. Networks are more low-voltage (up to 1000 V) can be operated with grounded and insulated neutral.

No matter how well a whole has not been performed live parts of electrical insulation from the earth, yet the electrical conductors always have a connection to the land. This is the relationship of two kinds:

1. Insulation of live parts is always a certain resistance to the final value. Accordingly, some, albeit minimal current, always pass through even the most reliable isolation.

2. Second-class conductors formed network capacity relative to the ground. This is illustrated by the following example. All the conductors may be represented as two capacitor plates separated by a dielectric. The airlines: plate - a conductor and dielectric - air between them. A cable lines plates are lived and metal sheath connected to earth, and a dielectric cable insulation. When AC voltage charges the capacitor causes a change in the passage between the electric alternating current. These so-called capacitive currents uniformly distributed along the length of the wire in each section also closed through the ground. The longer the network, the greater the leakage current and have capacitive currents [1].

Consider what would happen if one of the phases through insufficient resistance of a ground fault occurs. Since the resistance between the poorly insulated phase and the ground is small, leakage resistance and capacitance of this phase are shunted through the ground. Now, under the influence of linear voltage through this place in the earth will pass the current two remaining phases. If the closure does not occur on the ground and, for example, electrical enclosure, it is called a ground fault. If this

appliance, the housing has no connection with the earth, it becomes potential phase and the touch of the body would be tantamount to the touch phase. Within the human body, his shoes, floor, earth leakage resistance and capacitance forms a closed circuit, a current which can cause serious damage [2].

In networks with isolated neutral voltage up to 1000 V leakage currents and capacitive currents are usually small (less than a few amps). These currents are not sufficient to melt the fuse-link and off the machine. When a voltage higher than 1 kV primary importance capacitive currents, which can reach tens of amperes. However, in these cases, the single-phase fault shutdown is not provided, so as not to create an interruption in the art. But in this case there is a redistribution of stresses in the working phases, the voltage increases to linear and there is a second ground fault in the other phase. Therefore, any circuit should be treated as an emergency and to act.

Simulation of a single-phase circuit was made in the program [3].

AC source V1, V2, V3 with amplitude $U_m = 6000\sqrt{\frac{2}{3}}$, shifted relative to each other $\frac{2\pi}{3}$, form a symmetrical three-phase voltage system. The phases of the system with respect to earth are capacitance C1, C2, C3, which are equal to 5 microfarads. Active leakage isolation is very small, they can be accounted for by the presence of resistances R2, R3, R4, equal to 10 megohms. Closed switch SW3 simulates a single-phase short circuit through the resistance R1, equal to 100 ohms. The frequency f of the voltage source is 50 Hz. As a dependent source is a current source G1, voltage-controlled. Contact output current source G1 the input (controllable) voltage U carried out by the equation: $I=U \cdot G$, where G – transfer conductance of the current source (its transmission coefficient).

Fig. 1 shows a diagram of the network model with ungrounded neutral.

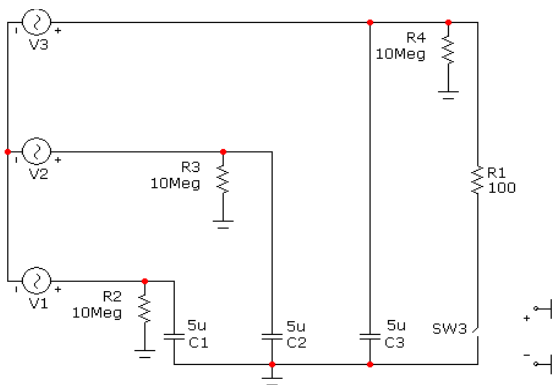


Fig. 1. Schematic model with ungrounded neutral

Fig. 2 is a graph showing changes over time the fault current through the resistor R1, to the electrical network, is shown in Fig. 1. Prior to the closure of key SW3 current is zero. At the time of closure of the current becomes equal to 50 A, and the amplitude of the steady-state value - 20.9 A.

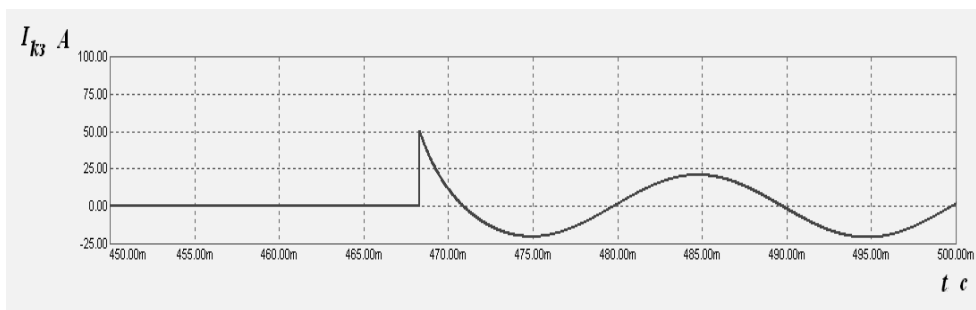


Fig. 2. The current single-phase short circuit

Fig. 3 is a graph showing changes over time in the neutral voltage network before the fault and after. The amplitude of the steady-state voltage is 4.43 kV.

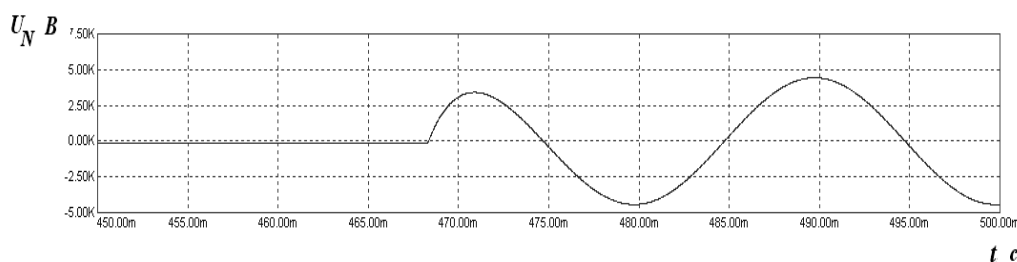


Fig. 3. The voltage on the neutral

References

1. Fediuk R.S. Mironov K.K., Pujka I.A. Causes and effects of single-phase ground fault (to the hull) // Smart grids: Proceedings of the II International Youth Forum. - Tomsk 6-10 October 2014. –Vol. 1.- Pp. 182-184.
2. Fediuk R.S. Danilenko V.V., Komardin D.V., Mironov K.K., Pujka I.A. // Actual problems and conduct of the automation: Materials Conferences. Issue 2, 2014 - Luck, 2014. - Pp. 13-15.
3. Amelina M.A. Program circuit simulation Micro-Cap 8 / M.A. Amelina, S.A. Amelin. - M.: Goryachaya liniya - Telecom, 2007. - 464 p.

Определение эффективности систем солнечной энергетики

Ханаев В.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН), Россия, г. Иркутск

E-mail: venven@list.ru

Производство электроэнергии с помощью гелиосистем [1] постепенно становится общедоступной технологией. При этом интерес к солнечной энергетике проявляют не только страны с дефицитом генерирующих мощностей, но и с исторически сложившейся и хорошо развитой «традиционной» электроэнергетикой. Процесс формирования гелиоэнергетики обусловлен различными экономическими, экологическими и социальными причинами, но уже сейчас дает заметные результаты.

Интерес к гелиоэнергетике наблюдается и в России [2, 3]. Удорожание электроэнергии от централизованной сети и ограничения по подключениям к ней вынуждают потребителей искать альтернативные варианты электроснабжения. Объективная же оценка эффективности применения гелиоустановок требует разработки определённых методик, одной из которых может стать определение стоимости вырабатываемой с их помощью электроэнергии и последующее сопоставление полученного результата с аналогичными показателями централизованного электроснабжения или иных альтернативных источников электроэнергии.

В упрощенном виде современная солнечная электростанция представляет совокупность следующего оборудования [4, 5]:

- солнечные панели, улавливающие солнечное излучение и преобразующие его в электроэнергию;
- аккумуляторные батареи, обеспечивающие накопление вырабатываемой электроэнергии до «товарных» объемов;
- контроллер – устройство, обеспечивающее согласованную работу солнечных панелей и аккумуляторов;
- инвертор, предназначенный для преобразования, получаемого на выходе с аккумуляторных батарей постоянного тока низкого напряжения в переменный ток с необходимым для питания потребителей напряжением.

Коэффициент полезного действия (КПД) солнечных панелей зависит от материала и сырья из которого они изготовлены, технологии их изготовления, чистоты поверхности и правильности установки [6].

На сегодняшний день наибольшее распространение получили два вида панелей – из поликристаллического и монокристаллического кремния. Панели из монокристаллического кремния имеют большую эффективность и, как следствие – больший КПД, но значительно дороже поликристаллических батарей.

Помимо типа исходного сырья значительное влияние на КПД панелей оказывает и технология их изготовления. Так, тонкоплёночные технологии имеют целый ряд преимуществ, позволяющих повысить эффективность панели, но характеризуются значительными ценовыми показателями. Аморфные кремниевые технологии позволяют значительно снизить цену изделия, но и его энергетическая эффективность в результате будет существенно ниже.

В плане правильности установки следует отметить такие факторы, как ориентация панелей по сторонам света и по углу наклона по отношению к углу падения солнечных лучей; их постоянное или сезонное затенение соседними конструкциями или деревьями и температурные режимы эксплуатации, значительно влияющие на эффективность улавливания излучения. Как правило, площадь панелей выбирают со значительным запасом, позволяющим компенсировать воздействие этих факторов. Для обеспечения необходимой установленной мощности гелиоустановки при определении типа и площади солнечных панелей руководствуются значением их КПД. Таким образом, КПД солнечных панелей влияет на стоимость гелиоустановки и для современных солнечных панелей варьируется в диапазоне от 12 % до 20 %. Перспективные разработки в области гелиоэнергетики позволяют надеяться на увеличение КПД панелей до 30 % [7].

Несмотря на постепенное укрупнение мощности электрических гелиостанций, наиболее распространёнными в эксплуатации остаются сравнительно небольшие установки мощностью от двух до пяти кВт, позволяющие отдельно взятому потребителю (малое предприятие, частный дом, ферма) в качестве основного источника электроснабжения закрыть основные потребности в электроэнергии.

Специфика гелиоустановки как источника электроснабжения (зависимость от погоды, времени суток, возможностей аккумулирования получаемой электроэнергии и т.д.) накладывает на режим электропотребления ряд ограничений, отсутствующих при использовании внешней электросети. Эти проблемы решаются с помощью перераспределения времени использования электроприборов и отслеживания эффективности использования электроэнергии.

Как и любой другой источник электроэнергии, гелиоустановка характеризуется такими параметрами, как: установленная мощность, срок эксплуатации, затраты (издержки) на строительство и последующую эксплуатацию, а также КПД. Если издержки на строительство и эксплуатацию гелиоустановки соотнести со сроком её эксплуатации, то, применительно к стоимости вырабатываемой электроэнергии, зависимость между этими параметрами можно представить в виде выражения (1):

$$C = \frac{I}{P \times 8760 \times N \times \eta} \quad (1)$$

где: C – стоимость электроэнергии, вырабатываемой с помощью гелиоустановки, руб./кВт·ч; I – издержки на строительство и дальнейшую эксплуатацию гелиоустановки, руб.; P – установленная мощность установки, кВт 8760 – число часов в году; N – срок эксплуатации установки, лет; η – КПД установки в целом, определяемый продолжительностью циклов её заряда и разряда, а также величиной сопутствующих им потерь электроэнергии на стадиях аккумулирования и обратной выдачи в систему электроснабжения, отличный от ранее учтенного КПД солнечных панелей, влияющего на их подбор.

В общем случае I определяются по формуле (2), где, в свою очередь, $I_{\text{пост}}$ – постоянные издержки, отражающие затраты на строительство установки; $I_{\text{перем}}$ – ежегодные переменные издержки или эксплуатационные затраты:

$$I = I_{\text{пост}} + \sum_{t=1}^N I_{\text{перем}} \quad (2)$$

КПД установки в упрощенном виде может характеризоваться выражением (3), определяющим отношение суточного числа часов использования установленной мощности гелиоустановки $t_{\text{исп}}$ к оставшемуся числу часов в сутках, в свою очередь отражающему общее время заряда установки и её возможного простоя в разряженном состоянии при отсутствии возможности подзарядки.

$$\eta = \frac{t_{\text{исп}}}{24 - t_{\text{исп}}} \quad (3)$$

При этом на величину $t_{\text{исп}}$ действует ограничение (4), отражающее зависимость $t_{\text{исп}}$ от среднесуточного числа часов инсоляции τ , определяемого в зависимости от географического местоположения гелиоустановки и приблизительно равного отношению среднегодового количества часов инсоляции к количеству дней в году.

$$t_{исп} \leq \tau \quad (4)$$

С помощью полученных выражений можно определить стоимость вырабатываемой гелиоустановками электроэнергии. В качестве примера рассмотрим условную установку мощностью 3 кВт. Месторасположение установки определим в регионе Иркутской области или Бурятии, относящихся к зоне наибольшей инсоляции на территории Российской Федерации (рис. 1).

Деление на зоны инсоляции обусловлено географическими и погодными условиями местоположения рассматриваемой территории. Наивысшее значение инсоляции наблюдается на экваторе – порядка 1020 Вт/м², при смещении к полюсам этот показатель значительно снижается [8, 9].

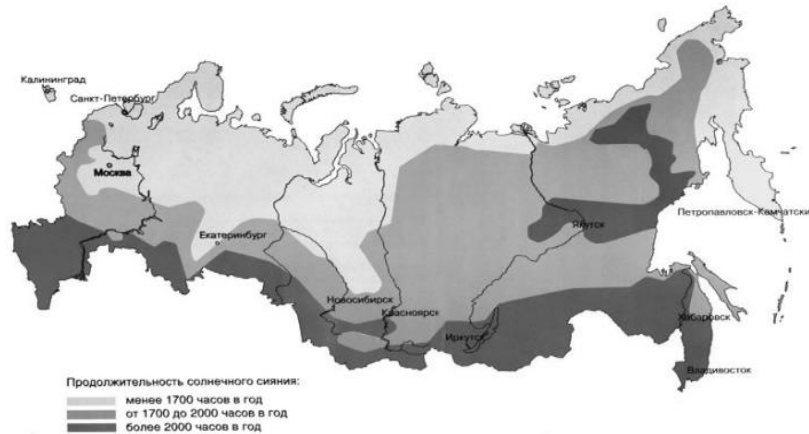


Рис. 1. Карта инсоляции территории Российской Федерации

Исходные условия для расчета стоимости получаемой с помощью гелиоустановки электроэнергии будут следующими:

- $P = 3$ кВт;
- $I = I_{\text{пост}} = 1300000$ руб., т.е. переменными издержками пренебрегаем, принимая их незначительными и рассматриваем только постоянные издержки, представляющие собой стоимость гелиоустановки с монтажом;
- необходимое среднестатистическое суточное число часов использования ($t_{\text{исп}}$) составит 6 часов;
- средний паспортный срок службы гелиоустановки (N) составит 10 лет;
- КПД (η) определим равным 0,33.

Выше обозначено, что изначально технические параметры гелиоустановки подбирались на $t_{\text{исп}}$ равным 6 часам, но при среднегодовой величине инсоляции для рассматриваемого региона – около 2000 часов (см. рис. 2) в соответствии с ограничением (4) получим, что $t_{\text{исп}} = \tau = 5,48$ часов.

В результате вычислений получаем, что для Иркутской области и Бурятии, расположенных в одной территориальной зоне инсоляции, стоимость электроэнергии, производимой с помощью гелиоустановки мощностью 3 кВт составит примерно 16,49 руб./кВт·ч.

В случае замещения гелиоустановкой электропитания от существующей системы централизованного электроснабжения из полученной величины следует вычесть величину действующего тарифа на электроэнергию. Для Иркутской области действующий одноставочный тариф для населения и приравненных к нему мелких потребителей составляет [10] 0,59 - 0,84 руб., для Бурятии – 2,75 - 3,93 руб. В результате получаем стоимость «солнечной» энергии 15,65 - 15,90 руб. и 12,56 - 13,74 руб. для Иркутской области и Бурятии соответственно.

На основании полученных результатов сложно сделать однозначный вывод о том, что представляют собой сегодня в России гелиосистемы – специфическое дорогое оборудование или же перспективный высокопотенциальный источник электроэнергии.

С одной стороны, высокая стоимость оборудования и проблемы его эффективного использования значительно перекрывают выгоду от условно-бесплатной солнечной энергии.

С другой стороны, гелиосистемы хорошо подходят для объектов, не имеющих доступа к централизованному электроснабжению и в качестве источников резервного электропитания. Применение гелиоэнергетики зачастую является единственным вариантом электроснабжения вновь вводимых неэлектрифицированных объектов. В ряде случаев целесообразно проведение

«конкурентных» расчетов, где со стоимостью гелиоустановки и затратами на её эксплуатацию, помимо тарифа на электроэнергию, будут сопоставляться затраты на «централизованную» электрификацию объекта.

Совершенствование технологий производства наиболее дорогих составляющих гелиоустановки – солнечных панелей и аккумуляторов позволяет надеяться на повышение эффективности и одновременное удешевление гелиооборудования.

В целом можно рассчитывать на то, что гелиоустановки смогут составить достойную конкуренцию привычным источникам электроэнергии – тепловым, гидро и атомным электростанциям.

Список литературы:

1. Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В. и др. Солнечная энергетика. – М.: Изд-во МЭИ, 2011. – 276 с.
2. Тарнижевский Б.В. Перспективы развития отечественной солнечной энергетики [Электронный ресурс]. – <http://www.bkdproject.ru/index.php/history/article/52-publish/61-perspektiva>.
3. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – М.: КноРус, 2010. – 240 с.
4. Свободная энергия – электростанции на солнечных батареях [Электронный ресурс]. – <http://www.solarroof.ru>.
5. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 208 с.
6. А. да Роза. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы: пер. с англ. – М.: Интеллект-МЭИ, 2010. – 704 с.
7. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика. – М.: Физматлит, 2010. – 256 с.
8. Абакумова Г.М., Горбатенко Е.В. и др. Климатические ресурсы солнечной энергии Московского региона. – М.: Либроком, 2012. – 314 с.
9. Казаченко С.В., Кибовский С.Л. и др. Солнечная энергетика в Крыму. – Киев-Симферополь, 2008. – 201 с.
10. Интернет-портал потребителей электроэнергии «Энергоконсультант» [Электронный ресурс]. – <http://www.energo-consultant.ru>.

Environmental preconditions of use the renewable energy sources in the primorye territory

Shkrebtij T.A., Fediuk R.S.

*Far Eastern Federal University, Russia, Vladivostok
gera210307@yandex.ru*

Energy Strategy of Russia for the period up to 2030 aims to build not just a spiritual power and energy potential of the country, but also the development of clean, safe, reliable and affordable energy systems.

One of the ways of its implementation is the increased use of alternative renewable sources of energy. This is dictated by several factors.

The cost of fossil fuels will continue to grow. Despite the fact that according to numerous to estimates, over the next few decades, the population of the planet is not threatened by energy shortage, the most effective from the economic point of view, deposits of fossil fuels as we develop gradually depleted. At the same time into the commercial production of new deposits, which are usually more complex and expensive to develop for technical reasons, and in most cases, far removed from the centers of power, requires significant capital investment at all stages, starting with exploration and ending transporting produced fuel to consumers.

The development of nuclear power still causes significant public concerns. Develop new nuclear reactors with enhanced internal security in all cases be quite expensive, as a consequence, will increase and the cost of electricity produced by nuclear power plants.

Hydropower potential, at least in the European part of Russia, largely used. The construction of large hydroelectric power stations on the great Siberian rivers requires the use of expensive measures to improve their environmental safety; all this taking into account the need for construction of new high-power transmission lines will also lead to a rise in the cost of electricity.

Another driving force is the care of the environment. Environment, as well as organic fuel is a finite resource, infinitely unable to absorb anthropogenic pollution, while ensuring the high quality of natural services provided to humanity [1]. Currently, the cost of a number of industrialized countries to

prevent or eliminate negative environmental impacts, largely due to the influence of the growth in energy production and consumption, reaching 3% of the volume of the produced gross domestic product. At this scale of negative impact on the environment energy hitherto have a clear tendency to increase.

In developing the new version of the Energy Program of Russia till 2030, it was noted that the fuel and energy complex is the biggest polluter, emitting 48% of harmful substances into the atmosphere, 27% of polluted waste water, more than 30% of solid waste production and to 70% the total volume of greenhouse gas emissions.

It is also necessary to take into account the factor that a high concentration of electric and thermal energy in the country, many regions of Russia with a population of about 10 million people are not connected to the electrical and thermal networks [2].

Along with the further intensification of energy saving, which is recognized by the majority of Russian and foreign experts the optimal opportunity to alleviate the problems outlined, significant contribution to the improvement of fuel and energy of the world population while reducing the environmental tensions in the world can and should make increased use of renewable energy.

The use of renewable energy in Russia has its own history. So, in the early 20th century, their share in the total energy mix was 90%, today it is less than 1% [3].

Currently, the annual replacement of fossil fuels by all types of renewable energy is estimated at 1.5 mln. tons of equivalent fuel, and this despite the fact that the economic potential of these sources is about 270 million. tons of equivalent fuel. Investment attractiveness of renewable energy is that the construction of these plants can be manufactured in a short time and does not require large investments.

Experience in developing construction and operation of solar heating systems, analysis and synthesis of global developments in this area show that one of the most effective is a passive solar heating system, which is easy especially in terms of constructive solutions.

Design, construction and operation of different facilities require knowledge of the environment and taking into account the influence of climatic factors. Among them the big role belongs to solar radiation [4].

In winter, the solar radiation reduces the heat loss through the fence, penetrating light apertures, it can serve as an additional source of heating, which makes for some areas (in particular for the Primorye Territory) a significant economic effect.

For proper evaluation and taking into account the effects of solar radiation on buildings and structures in combination with other meteorological elements individually or need to know the patterns of spatial and temporal distribution of solar radiation on the territory and above all the features of the radiation regime of vertical surfaces.

Analysis of solar radiation on the walls of buildings, conducted by different authors showed that the most favorable solar and climatic conditions in the country, creating the conditions for priority development and implementation in practice of the construction of solar heating, there is in the Primorsky Territory.

References

1. Solar heating and cooling / R.R. Avezov, M.A. Barsky-Zorin, I.M. Vasilyeva, etc. ; Ed. E.V. Sarnatsky and S.A. Chistovich. - M.: Stroyizdat, 1990. - 328 p.
2. Valov M.I., Kazandzhan B.I. The use of solar energy in heating systems: Monograph – M.: Publishing House of the MEI, 1991. - 140 p.
3. Anderson B. Solar energy (basics of structural design) - M.: Stroyizdat, 1982. - 354 p.
4. Chigeryus Yu. Sun heats the house. Housing construction. - M., 1984. - № 6. - 29 p.

Электропроводящие полимерные композиции на основе биоразлагаемого полилактида

Амитов Е.Т., Берчук Д. Ю., Журавлёв Д.В., Лебедев С.М.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

Россия, г. Томск

ernar_amitov.91@mail.ru

В последние годы особое внимание при разработке и изготовлении новых композиционных полимерных материалов уделяется биоразлагаемым и биосовместимым полимерам. Одним из наиболее известных и достаточно широко применяемых биополимеров является полилактид (ПЛА), термопластичный полимер, полиэфир молочной кислоты. Области применения полимерных композиций на основе ПЛА являются медицина, пищевая промышленность, электроника и аддитивные технологии. В частности, композиции на основе ПЛА широко

применяются в качестве материалов для изготовления имплантов при восстановительных операциях [1, 2], материалов с эффектом памяти [3, 4], и материалов для трехмерной печати [5, 6].

Для разработки многофункциональных полимерных композиций на основе ПЛА часто требуется получение таких композиций с повышенными значениями электро- и теплопроводности, в частности, для получения материала для биосовместимых имплантов костей и других тканей необходимы композиции с высокой электропроводностью для ускорения процесса регенерации тканей, а при изготовлении деталей с эффектом памяти формы требуются повышенные электро- и теплопроводность для увеличения скорости возврата изделия в первоначальное состояние при изменении температуры. В этой связи разработка электропроводящих полимерных композиций является актуальной проблемой.

В качестве материала матрицы был выбран полилактид марки Ingeo 4043D (NatureWorks LLC). Одностенные углеродные нанотрубки (ОУНТ, TuballTM, OCSiAl LLC, г. Новосибирск, Россия) применялись в качестве наполнителя с высокой электропроводностью. Содержание ОУНТ в композициях изменялось от 0 до 3 вес. %.

Все композиции для испытаний изготавливались с помощью лабораторного смесителя фирмы Brabender, Германия. Образцы для проведения исследований с размерами 85×65×0,85 мм изготавливались методом прессования из расплава.

Измерение действительной составляющей проводимости на переменном токе $\gamma_a = \omega \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon' \cdot \operatorname{tg} \delta$ (где ω – угловая частота; $\epsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – электрическая постоянная; ϵ' – действительная составляющая комплексной диэлектрической проницаемости; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь) и фазового угла между током и напряжением ϕ полимерных композиций производилось с помощью измерительного комплекса Solartron Analytical (Англия) методом диэлектрической спектроскопии в частотном ходе на переменном напряжении 3 В, в диапазоне частот от 0,1 до 106 Гц. В каждой частотной декаде производилось не менее семи измерений. Удельное объемное сопротивление композиций производилось с помощью моста постоянного тока.

Для определения реологических свойств новых материалов проводились измерения показателя текучести расплава (ПТР) с помощью пластометра MF20 (Instron Ceast, Италия).

Экспериментальные результаты и их обсуждение

На рис. 1 приведены частотные зависимости γ_a для всех изготовленных композиций ПЛА/УНТ. Видно, что добавление 0,5 вес. % УНТ в ПЛА матрицу приводит к увеличению проводимости на переменном токе в низкочастотном диапазоне почти на шесть порядков, а дальнейшее увеличение содержания УНТ ведет к увеличению на восемь и более порядков величины по сравнению с полимерной матрицей. Необходимо отметить, что при любом содержании УНТ в композициях ПЛА/УНТ в частотных зависимостях γ_a появляется линейный участок, на котором проводимость композиций практически не зависит от частоты. Это свидетельствует о появлении так называемой квазиустановившейся проводимости на постоянного тока [7] и является доказательством того, что композиции даже при столь незначительном содержании УНТ становятся проводящими.

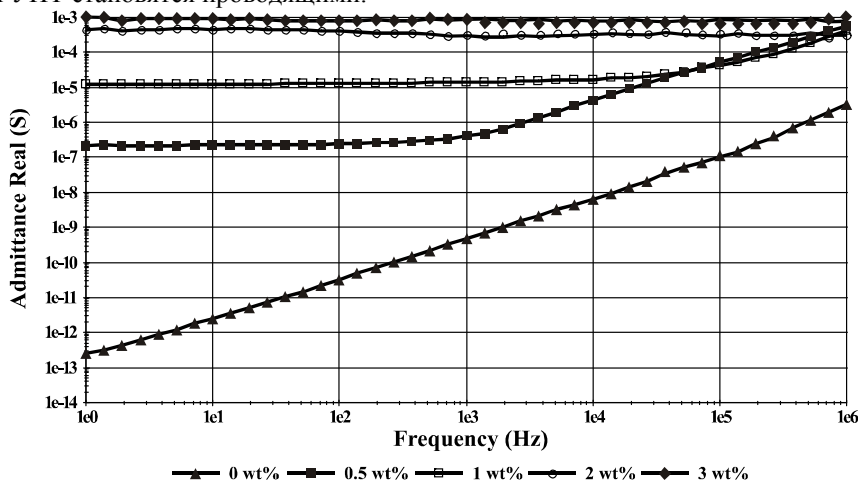


Рис. 1. Частотная зависимость γ_a для композиций ПЛА/УНТ с различным содержанием УНТ.

Подтверждением этого являются результаты, показанные на рис. 2. Хорошо видно, что фазовый угол между током и напряжением для полимерной матрицы ПЛА близок к 90° , то есть угол диэлектрических потерь δ близок к нулю.

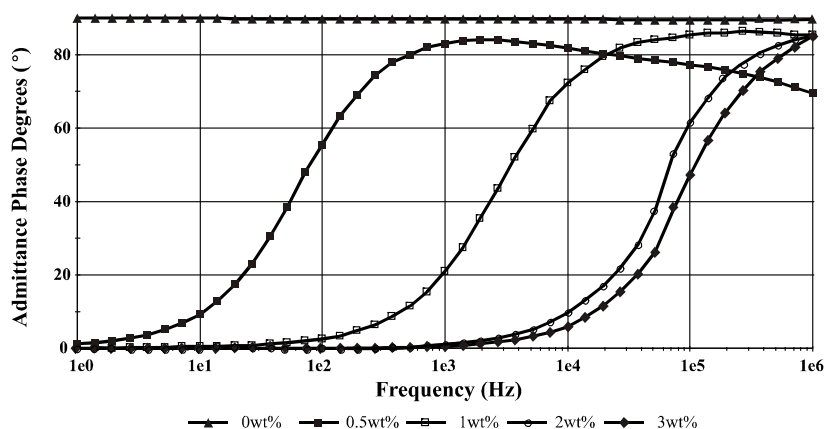


Рис. 2. Частотная зависимость φ для композиций ПЛА/УНТ с различным содержанием УНТ.

Для всех композиций, при любом содержании УНТ фазовый угол φ резко уменьшается и стремится к нулю в области низких частот. То есть значение тангенса угла диэлектрических потерь стремится к 1, то есть композиции становятся квази-проводящими, а диэлектрические потери для этих композиций практически полностью обусловлены потерями на проводимость.

Таким образом, добавка даже небольшого количества одностенных углеродных трубок в ПЛА-матрицу приводит к увеличению проводимости на переменном токе более чем на шесть порядков величины по сравнению с полимерной матрицей.

На рис. 3 показана зависимость проводимости на переменном токе от содержания УНТ для композиций ПЛА/УНТ при фиксированной частоте 10 Гц. Видно, что зависимость проводимости имеет два явно выраженных квазипрямолинейных участка с точкой перегиба соответствующей 0,6 вес.% УНТ. Это является свидетельством того, что изменение характера проводимости при увеличении содержания наполнителя носит пороговый характер. Этот порог (точка перегиба зависимости) часто называется порогом перколяции [8, 9]. Наличие порога перколяции обусловлено тем, что в композиционном материале формируется непрерывная сеть из частиц наполнителя, которая и обуславливает резкое увеличение проводимости при пороговом значении содержания наполнителя.

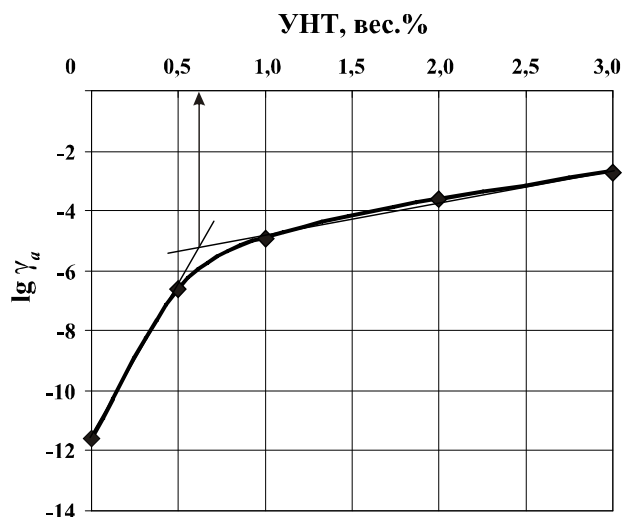


Рис. 3. Зависимость $\lg \gamma_a$ от содержания УНТ для композиций ПЛА/УНТ.

Значения удельного объемного сопротивления ρ_v , измеренные на постоянном напряжении, составили $9,5 \cdot 10^3$ Ом·м при 1,0 вес. % УНТ; $3,5 \cdot 10^2$ Ом·м при 2,0 вес. % УНТ и $2,5 \cdot 10^2$ Ом·м при 3,0 вес.% УНТ.

То есть разработанные полимерные электропроводящие композиции могут с успехом применяться как для электромагнитного экранирования, так и в качестве электропроводящих покрытий и экранов в различных электротехнических и электронных приборах и устройствах.

Еще одной очень важной характеристикой разрабатываемых электропроводящих полимерных материалов является их реология, так как практически все они должны перерабатываться традиционными способами переработки: литьем под давлением или экструзией. Этот параметр также очень важен при использовании данных композиций в качестве материала для трехмерной печати, так как послойное наложение материала методом FDM (fused deposit modelling) при изготовлении деталей осуществляется методом экструзии при повышенной температуре. Основным показателем технологичности таких материалов является показатель текучести расплава (ПТР). Он измерялся для всех композиций при постоянном значении нагрузки 2,16 кг и температуре 190°C, и представляет собой количество материала экструдированного под нагрузкой за 10 мин.

На рис. 4. показана зависимость ПТР от содержания УНТ в композициях. Видно, что значение ПТР резко уменьшается при повышении содержания УНТ и при содержании УНТ более 1 вес. % не превышает 1 г/10мин. Такой характер изменения ПТР при увеличении степени наполнения обусловлен резким снижением подвижности макромолекул полимерной матрицы. При этом композиции становятся более жесткими и хрупкими.

Основные выводы по проделанной работе можно сформулировать следующим образом.

1. Разработанные электропроводящие композиции на основе биосовместимого и биоразлагаемого полимера – полилактида позволяют обеспечить хорошую электрическую проводимость, которая при содержании 3 вес. % УНТ не превышает 250 Ом·м.

2. Разработанные полимерные композиции могут быть применены в медицине и различных областях промышленности в качестве электропроводящего материала как для обеспечения проводящих элементов конструкций, так и в качестве электромагнитных экранов и покрытий.

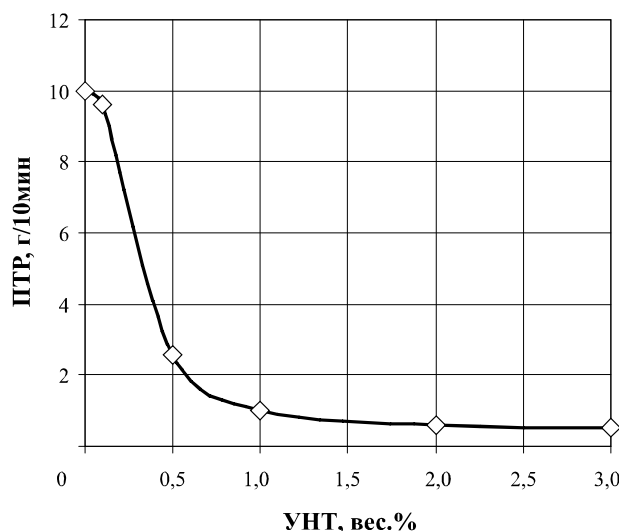


Рис. 4. Зависимость показателя текучести расплава от содержания УНТ для композиций ПЛА/УНТ.

3. Разработанные полимерные электропроводящие композиции могут перерабатываться с помощью традиционных способов переработки: литья под давлением или экструзии. Показатель текучести расплава данных композиций составляет 1,0–0,4 г/10мин.

4. В ближайшее время разработанные электропроводящие полимерные композиции будут применены для изготовления изделий и деталей способом трехмерной печати.

Список литературы:

1. Zhang L., Webster T.J. Nanotechnology and nanomaterials: Promises for improved tissue regeneration // Nano Today. – 2009. – Vol. 4. – P. 66–80.

2. Haniu H., Saito N., Matsuda Y., Tsukahara T., Usui Y., Narita N., Hara K. et al. Basic potential of carbon nanotubes in tissue engineering applications // J. Nanomaterials. – 2012. – Article ID 343747.
3. Alam J., Alam M., Dass L.A., Shanmugharaj A.M., Raja M. Development of plasticized PLA/NH₂-CNTs nanocomposite: Potential of NH₂-CNTs to improve electroactive shape memory properties // Polym. Comp. – 2014. – Vol. – P. 2129–2136.
4. Raja M., Ryu S.H., Shanmugharaj A.M. Thermal, mechanical and electroactive shape memory properties of polyurethane (PU)/poly (lactic acid) (PLA)/CNT nanocomposites // Europ. Polym. J. – 2013. – Vol. 49. – P. 3492–3500.
5. Ciurana J., Sereno L., Valles E. Selecting process parameters in RepRap additive manufacturing system for PLA scaffolds manufacture // Procedia CIRP. – 2013. – Vol. 5. – P. 152–157.
6. Pfister A., Landers R., Laib A., Hübner U., Schmelzeisen R., Mülhaupt R. Biofunctional Rapid Prototyping for Tissue-Engineering Applications: 3D Bioplotting versus 3D Printing // J. Polym. Sci.: A: Polym. Chem. – 2004. – Vol. 42. – P. 624–638.
7. Jonscher A.K. Universal relaxation law. – London: Chelsea Dielectric Press, 1996.
8. Харитонов Е.В. Диэлектрические материалы с неоднородной структурой. – Москва: Радио и связь, 1983.
9. Stauffer D., Aharony A. Introduction to percolation theory. – London: Taylor and Francis, 2nd Edition, 1992.

Анализ основных видов ветроэнергетических установок

Горчаков С.В.

Омский государственный технический университет, Россия, г. Омск

E-mail: gorchakovsv@rambler.ru

Ветровая энергия, как известно, является перспективным возобновляемым источником энергии. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) предназначены для преобразования энергии ветра в электрическую, механическую или тепловую энергию. В настоящее время ВЭУ применяются для генерации электричества, подаваемого в сеть электроснабжения, для закачки воды и поднятия ее из скважины при помощи насоса, для теплоснабжения городов и поселков.

Ветроэнергетика берет свое начало в XVI веке, а первая в мире ветроэлектрическая станция была построена в Дании в конце XIX века. В начале XX века начали изобретать ветротурбины для производства электрической энергии (ЭЭ). На тот момент существовали следующие типы ВЭУ:

1. Турбина типа Савониуса (турбина S-типа или турбина тянущего типа) изображена на Рис.1.

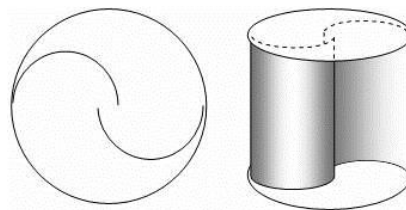


Рис. 1. Турбина типа Савониуса

Имеет следующие достоинства:

- низкий уровень шума;
- большой момент;
- низкая скорость страгивания;
- работа на малых ветрах (3–5 м/сек.).

Недостатки:

- ветровые потоки создают боковой момент, что приводит к вибрациям во время вращения;
- низкая эффективность.

Теоретически, ее КПД составляет не более 18 %.

2. Турбина типа Дарье (турбина Н-типа или турбина толкающего типа) изображена (Рис. 2).



Рис. 2. Турбина типа Дарье

Имеет следующие достоинства:

- простые;
- недорогие.

Недостатки:

- повышенный шум;
- высокая скорость страгивания (устраняется комбинированием с турбинами типа «S»);
- низкая эффективность;
- низкая механическая прочность.

В данной статье рассмотрены наиболее распространенные виды ВЭУ.

ВЭУ по типу электроснабжения подразделяются на:

1. Автономные – ВЭУ (50 – 500 кВт), не связанные с внешней электросетью. ЭЭ таких ВЭУ используется только для нужд ее владельца.

2. ВЭУ, совмещенные с электросетью (200 кВт – 5 МВт), и работают параллельно с ней. Представляет интерес то, что владелец такой ВЭУ не получает ЭЭ напрямую, а получает прибыль от компании, поставляющей ЭЭ централизованно.

3. Резервные ВЭУ работают параллельно с независимыми электростанциями и предназначены для бесперебойного обеспечения потребителей ЭЭ номинальной мощности.

По типу расположения оси вращения ВЭУ подразделяются на следующие.

1. Горизонтально–осевые (пропеллерные), получившие наибольшее распространение (Рис. 3).



Рис. 3. ВЭУ горизонтально-осевого типа

Ветроколесо в рабочем положении располагается перед опорной башней или за ней. В первом случае ветроколесо должно иметь аэродинамический стабилизатор, удерживающий его в рабочем положении. Ветроколесо должно четко отслеживать все изменения ветра, но это затруднено запаздыванием действия механизмов ориентации.

ВЭУ такого типа обеспечивают стабильную мощность, снимаемую с ветроколеса, при скорости ветра не меньше номинальной, однако на практике потери ЭЭ могут достигать 50 %. Горизонтально-осевые ВЭУ могут значительно уменьшать вырабатываемую ЭЭ при частой смене направления ветра [1].

К конструктивным недостаткам ВЭУ с горизонтальной осью вращения относится то, что система ориентации разрывает жесткую связь между гондолой (корпусом ветроагрегата) и опорной башней горизонтально-осевой пропеллерной ВЭУ, что обуславливает появление автоколебаний и различий в частотных характеристиках подвижной и неподвижной частей конструкции, что, в конечном счете, снижает надежность и увеличивает амортизационные издержки [2].

2. Вертикально – осевые ВЭУ (Рис. 4) имеют более простую конструкцию. Ветроколесо при любом направлении ветрового потока находится в рабочем положении, что не требует смены положения ротора при изменении направления ветра. В настоящее время достигнут коэффициент использования энергии ветра, равный 0,4 – 0,48.

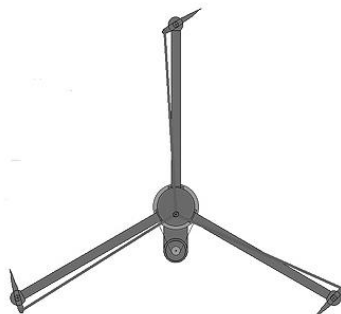


Рис. 4. ВЭУ вертикально-осевого типа

Согласно [2] преимуществом вертикально-осевых ВЭУ является возможность размещения генератора и мультипликатора на фундаменте установки и исключения угловой передачи крутящего момента, что позволяет отказаться от мощной, многоступенчатой угловой передачи крутящего момента, упростив требования к монтажепригодности оборудования (исключить ограничения по габариту и массе) и к условиям эксплуатации (отсутствие толчков и вибраций).

Сегодня соотношение ВЭУ с горизонтальной и вертикальной осями вращения во всем мире составляет – 90 и 10% соответственно. Типы ВЭУ имеют принципиально разную конструкцию.

В [3] проведен расчет величины потенциально возможной мощности горизонтально-осевых и вертикально-осевых ВЭУ в зависимости от скорости ветрового потока.

Проанализировав современные источники и литературу, можно сделать вывод о том, что несмотря на распространенность горизонтально-осевых ВЭУ, вертикально-осевые на сегодняшний день имеют ряд преимуществ. Стоит иметь в виду, что т.к. коэффициент использования мощности ветра и КПД у вертикально-осевых ВЭУ ниже, их рационально использовать в автономном режиме или в качестве резервных источников ЭЭ.

Кроме того, ВЭУ целесообразно устанавливать в местах с высокой среднегодовой скоростью ветра и обращать внимание на широту, рельеф, высоту, водоемы, растительность, застройку территории. Тем не менее, все ВЭУ требуют глубокого изучения, которое позволит максимально использовать все преимущества, такие как эффективность, надежность, экологическая чистота, удобство обслуживания и ремонта.

Список литературы:

1. Воронин С.М., Бабина Л.В. Работа ветроустановки при изменении направления ветра // Альтернативная энергетика и экология. – 2010. – № 1. – С. 98–100.
2. Бабина Л. В. Анализ ветроустановок для электростанций малой мощности // Научный журнал КубГАУ. – 2012. – №78(04). – С. 1–10.
3. Козин А.А. Сравнительная оценка энергоэффективности вертикально- и горизонтально-осевых ветроэнергетических установок на ограниченной территории ветропарка // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2013. – Т.13. – №2. – С. 36 – 40.

Перспективы развития ветроэнергетики в России

Горчаков С.В.

Омский государственный технический университет, Россия, г.Омск

E-mail: gorchakovsv@rambler.ru

Известно, что около 10 % энергии в России можно получить из ветра.

Ветроэнергетика (ВЭ) – отрасль энергетики, специализирующаяся на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в электрическую, механическую, тепловую или в любую другую форму энергии, удобную для использования в народном хозяйстве. Преобразование может осуществляться такими агрегатами, как ветрогенератор (для получения

электрической энергии (ЭЭ)), ветряная мельница (для преобразования в механическую энергию), парус (для использования в транспорте) и другими [1].

Мощность ветроэнергетических станций (ВЭС) становится соизмеримой с мощностью электростанций, в связи с чем работа ветроэнергетических установок (ВЭУ) в электрических сетях и системах оказывает влияние на следующие характеристики:

- загрузку оборудования сети (технические ограничения);
- качество ЭЭ (нормы и условия);
- баланс мощности и энергии;
- загрузку при КЗ.

В таблице 1 [2] приведен прогноз развития ВЭ и ее составляющая в мировой энергетике. Статистика развития ВЭ более обширно представлена в [3].

Таблица 1. Прогноз развития ВЭ

Год	Установленная мощность ВЭУ, МВт	Доля выработанной ЭЭ, %	Сокращение выбросов CO ₂ , связанное с выработкой ЭЭ, %
2008	122000	1,5	2,2
2013	350000	3,35	4,3
2018	820000	8	11,0

Линии электропередачи (ЛЭП) 6-35 кВ, воздушные и кабельные, составляют основу распределительных сетей. На местных линиях могут появляться перебои в электроснабжении.

Надежная эксплуатация сетей 6-35 кВ обеспечивает бесперебойную работу промышленных предприятий.

К целям ВЭ относят:

- снижение нагрузки на окружающую среду;
- рациональное использование территории страны;
- рациональное использование топливных ресурсов и ископаемых;
- уменьшение затрат на передачу ЭЭ потребителям.

Анализ современной литературы показал, что по сравнению со многими странами, уровень использования энергии ветра в России невысок. Тем не менее, ВЭ в РФ активно развивается. Достижением можно назвать разработки ВЭУ с большими лопастями для регионов, где дуют слабые ветры, позволяющие лучше использовать ветряной потенциал. Большие перспективы у морских ВЭУ, однако, их сооружение и обслуживание достаточно дорого, в связи с чем повышается цена одного киловатт-часа произведенной на них ЭЭ. Интерес представляют описанные в [4] ветряные турбины на плавучих платформах, которые способны работать в воде на глубине до 200 м. Существуют и маленькие ветрогенераторы для отдельных домов, небольших поселков, малозаселенных территорий, промышленных объектов, где существуют трудности электроснабжения.

На дальнейшее развитие ВЭ в России влияют и минусы ВЭУ. Обслуживание таких установок является дорогостоящим, ведь приходится обслуживать лопасти на огромной высоте, ремонт любого агрегата сложен. Кроме того, ВЭ является неуправляемым источником энергии, т.е. получение энергии напрямую зависит от ветра. ВЭ не может управлять пиками и перепадами нагрузки в энергосистеме. Выработка ЭЭ за счет возобновляемых источников оказывает не такой глобальный характер на окружающую среду, как традиционные энергоустановки на органическом и минеральном топливе. Объекты большой мощности оказывают заметное воздействие на окружающую среду: создают достаточно высокий уровень шума и вибраций, из-за чего людям, животным и птицам трудно находиться вблизи больших ВЭС. Проблемой является столкновение птиц с лопастями ВЭУ. В связи с этим, ВЭУ нельзя располагать на пути перелета птиц, в зоне редких видов пернатых. Из-за риска обрушения вертогенератора могут погибнуть млекопитающие.

Стоит отметить, что по мере совершенствования конструкции турбин, возникает потребность в обеспечении ветрогенераторов нужными материалами: сталь, медь, оптоволокно, углеродные волокна, магниты.

Итак, несмотря на то, что за рубежом ВЭУ стараются развивать, продавая энергию слабо развитым странам, в России они имеют меньшую популярность. На сегодняшний день принимаются законы об использовании и развитии ВЭ, которые пока не всегда срабатывают. В

нынешних условиях необходимо развивать национальную науку, производство, а не только закупать технику за рубежом.

Использование ВЭ – это новое и перспективное направление в области энергетики, которое более эффективно с точки зрения энергетики и экономики. Проблема в том, что эта энергия, по мнению экспертов, дорогая, но в связи с изношенностью существующих электростанций, большим снижением выбросов в атмосферу ВЭУ значительно поправят энергетику страны.

На мой взгляд, при государственной поддержке возобновляемую энергетику ждет прогресс в создании энергоэффективных ветровых электростанций.

Список литературы:

1. <https://ru.wikipedia.org/wiki/>.
2. Белей В.Ф. Современная ветроэнергетика: тенденции развития, проблемы и некоторые пути их решения // Электрика. – 2006. – № 8. – С. 19– 22.
3. <http://ac.gov.ru/files/publication/a/897.pdf>.
4. Пипия Л.К. Исследования, разработки и демонстрационные технологии для ветроэнергетики // Наука за рубежом. Институт проблем развития науки РАН. – 2012. – №16. – С. 8– 15.

Перспективы развития фотоэнергетики в России

Дмитриенко В.Н., Лукутин Б.В.

*Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, Россия, г. Томск
dvn@sibtehproekt.com*

На сегодняшний день рынок фотоэнергетики является одним из самых быстрорастущих в мире. Почти две трети мировой фотоэлектрической мощности установлены в течение последних двух лет. Солнечная энергетика растет по экспоненциальной зависимости – на 20-30% ежегодно. За 2014 год было введено 47ГВт солнечных мощностей, тогда как в 2013 году эта цифра составляла лишь 30ГВт (Рис.1).



Рис.1 Динамика роста установленных мощностей фотоэнергетики в мире [5]

В связи с бурно развивающимся рынком возобновляемой энергетики в мире, Россия не имеет возможности более игнорировать данный сектор экономики. Иначе лидирующие позиции, уже никогда невозможно будет достичь.

В связи с этим Председателем Правительства Российской Федерации Д.А. Медведевым 28 мая 2013 года было введено постановление №449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности». [3]

«Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Определить в качестве механизма стимулирования использование возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности механизм продажи мощности квалифицированных генерирующих объектов, предусмотренных правилами рынка
2. Утвердить прилагаемые: Правила определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии; изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

На основании данного постановления Правительство РФ обязуется возместить расходы инвесторам на строительство генерирующих мощностей на основе ВИЭ. Единственный минус в том, что возмещение расходов осуществляется только на генерирующие мощности, являющиеся сетевыми: то есть фотоэлектрические станции, генерирующие электрическую энергию в централизованную электрическую сеть Российской Федерации.

Одним из условий постановления №449 является частичная локализация производства комплектующих для фотоэлектрических станций. Благодаря данному условию Российская Федерация будет строить высокотехнологичные объекты электрической генерации на основе возобновляемых источников энергии, но и развивать на своей территории высокотехнологичное и перспективное энергетическое оборудование.

Примером такой деятельности является введенный в эксплуатацию в 2012 году высокотехнологичный завод по производству тонкопленочных фотоэлектрических панелей «Хевел» в Новочебоксарске (рис.2), группой Ренова совместно с Роснано.



Рис.2 Завод по производству тонкопленочных модулей «Хевел»

Следует отметить, что по условиям постановления №449, правительство имеет довольно амбициозные планы, так к 2018 году планируется ввести порядка 850 МВт (Таблица №1) мощностей на основе фотовольтаики. Общая доля ВИЭ в энергобалансе страны при соблюдении всех условий к 2020 году составит 4%.

Таблица №1. Ввод мощностей по годам

Год ввода	2014	2015	2016	2017	2018	Итого
Объем мощности, МВт	35,2	140	189	255	230	849,2

При этом местами установки будущих фотоэлектрических станций являются, в основном южные районы России (см. рис.3).



Рис.3 Места расположения ФЭС по постановлению №449

Поддержка на оптовом рынке дала старт развитию солнечной энергетики в России. Дальнейшее развитие отрасли будет связано:

- с принятием мер поддержки на розничном рынке ($\approx 500 \div 1000$ МВт);
- с реализацией проектов гибридных энергоустановок (≈ 300 МВт);
- с достижением сетевого паритета в различных сегментах рынка [2, 4].

Нужно отметить, что принятое постановление дало существенный толчок к развитию солнечной энергетики не только на бумаге, но и в действительности. Так при поддержке правительства РФ в Алтае 5 сентября 2014 года была введена в эксплуатацию сетевая фотоэлектрическая станция в селе Кош-Агач (рис.4), установленной мощностью 5 МВт. Также введена в эксплуатацию 20 мая 2015 года Переволоцкая ФЭС мощностью 5 МВт в пос. Переволоцкий, Оренбургская область. Оба этих объекта получили подтверждение степени локализации на уровне 70% и право торговли электрической энергии на оптовом рынке. 30 октября 2015 года планируется ввод в эксплуатацию Бурибаевской ФЭС установленной мощностью 10 МВт в с.Бурибай, республика Башкартастан. Также в процессе проектирования, либо строительства находятся Грачевская ФЭС, Абаканская ФЭС, Астраханская ФЭС, Орская ФЭС, Бугульчанская ФЭС и ряд других.

Помимо развития централизованных солнечных станций, России требуется также развитие законодательства в области децентрализованных гибридных станций. В России от централизованного электроснабжения отрезано порядка 70% территории страны, на которой проживает более 20 млн. человек (рис. 4)



Рис.4 Распределение энергоснабжения по территории России

Электроснабжение децентрализованных населенных пунктов, как правило, осуществляется с помощью дизельных электростанций. Для обеспечения постоянной и стабильной работы ДЭС необходимо обеспечение станции дизельным топливом. Доставка топлива в удаленные районы со слабо развитой инфраструктурой ограничена сроками работы водных путей и зимних автодорог, что существенно отражается на стоимости топливных ресурсов, цена которых стабильно повышается.

Но пока законодательство никак не регулирует объекты децентрализованной генерации на основе возобновляемых источников, правительства отдельных регионов Российской Федерации вынуждены сами решать вопросы строительства подобных объектов. Так по договоренности между ОАО «РАО Энергетические системы Востока» с Правительством Республики Саха (Якутия), 23 июня 2015 года была введена в эксплуатацию крупнейшая гибридная солнечно-дизельная электростанция за полярным кругом установленной мощностью 1 МВт в поселке Батагай, Верхоянского улуса (рис.5). [6]



Рис.5 Ввод в эксплуатацию Батагайской ФЭС

Помимо Батагайской ФЭС в Якутии на сегодняшний день эксплуатируются еще 11 небольших гибридных (солнечно-дизельных) электростанций установленной мощностью от 10 до 60 кВт. При этом, эти станции экономят около 100 тонн дорогостоящего дизельного топлива. [1]

Помимо Якутии гибридный комплекс установленной мощностью 100 кВт построен в республике Алтай с. Яйлю.

Выводы: Сегодня вклад ВИЭ в энергетический баланс России, несмотря на их огромный потенциал, незначителен. Основным препятствием развития этого направления является отсутствие механизмов стимулирования возобновляемой энергетики, недостаток финансирования и комплексного подхода к решению этой проблемы.

Несмотря на то, что электроэнергия и тепло, получаемые от различных ВИЭ, сегодня, как правило, дороже, чем от традиционных (топливных) источников, существует значительный рынок, где использование ВИЭ конкурентоспособно. Это, прежде всего, относится к регионам, где источником энергии является дорогое привозное топливо, рекреационным зонам, где на первый план выступает экологическая чистота ВИЭ.

Список литературы:

1. Губский С.И. «Опыт внедрения возобновляемых источников энергии в республике Саха (Якутия)». Доклад на международной конференции «Развитие возобновляемой энергетики на дальнем востоке», Якутск 25-27 июня, 2015г.
2. Попель О.С. «Проблемы и перспективы развития возобновляемой энергетики». Доклад на международном форуме REENFOR-2014, Москва 10-11 ноября, 2014г.
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 года. №449.
4. Шуткин О. «Опыт участия в конкурсных отборах проектов возобновляемой энергетики». Доклад на международном форуме REENFOR-2014, Москва 10-11 ноября, 2014г.
5. European Photovoltaic Industry Association [Электронный ресурс] – EPIA. – Режим доступа: <http://www.epia.org>, свободный. – Загл. с экрана.
6. <http://www.vesti.ru/doc.html?id=2633389#>

Область применения солнечной энергетики

Жакиш М.Д., Даненова Г.Т.

*Карагандинский Государственный технический университет, Казахстан, г. Караганда.
madina_zhakish@mail.ru*

В настоящее время наиболее актуальной проблемой человечества можно считать вопрос энергетического будущего страны и мира в целом. В средствах массовой информации часто затрагивают эту тему, в различных публикациях постоянно появляются статьи об энергетическом кризисе. Казалось бы, решение этой проблемы лежит на поверхности: больше электростанций - больше энергии. Однако, чтобы их стало больше, необходимо израсходовать больше топлива, которое мы берем из природных запасов нефти, газа, угля, которые отнюдь не бесконечны [2, 6]. Многочисленные исследования подтверждают тот факт, что при существующих темпах научно-технического прогресса к 2020 г. органическое топливо (нефть, газ, уголь и торф) не сможет в полном объеме удовлетворять потребности мировой энергетики. Поэтому традиционные системы электроснабжения, в том числе автономного, работающие на традиционном топливе, как бы они не развивались технически, но они обречены на бесперспективность в будущем [1, 2]. Сейчас ученые-инженеры всего мира занимаются поисками новых источников энергии, которые не только могли бы сохранить и заменить истощаемые природные ресурсы, но и улучшить экологическую картину нашей планеты.

Энергетика имеет многочисленные отрасли в зависимости от основного энергоносителя: ядерная, угольная, газовая, гидроэнергетика и альтернативная, основанная на использовании нетрадиционных возобновляемых источников энергии. К альтернативной энергетике можно отнести ветроэнергетику, солнечную, геотермальную, биомассовую, приливно-волновую и т. д. Если сравнить все отрасли по экологическим, экономическим критериям и показателям безопасности, то можно прийти к выводу, что наиболее перспективной из них является солнечная энергетика[5].

Учеными подсчитано, что небольшого процента солнечной энергии достаточно для обеспечения транспортных, промышленных и бытовых нужд как в настоящее время, так и в будущем. На энергетическом балансе Земли и состоянии биосферы это не отразится, независимо от того, будет ли энергия использована или нет.

Однако нельзя упустить из виду один значительный недостаток. Солнечные излучения, падая на земную поверхность, не имеют определенного места концентрации, поэтому ее необходимо уловить и превратить в форму энергии, которую было бы возможно использовать для нужд человека. Кроме того, чтобы поддержать энергоснабжение в ночное время суток и пасмурные дни, нужно каким-то образом солнечную энергию запасти. В настоящее время эта проблема легко решается – главное правильно использовать данный ресурс, чтобы свести ее стоимость к минимуму. Тем более, учитывая каждодневное совершенствование технологий и удорожание, а главное, истощаемость традиционных ресурсов, солнечная энергия все больше и больше будет находить новые области применения. Рассмотрим основные из них.

Солнцемобиль. Первый прототип транспортного средства на солнечных батареях появился в 1955 году в Чикаго благодаря Уильяму Коббу. Модель представляла собой конструкцию длиной немного больше фута и состояла из тринадцати селеновых фотоэлементов на крыше и маленького электромотора. Это была первая попытка в создании бесшумного и экологически чистого транспорта.

В конце 80-х годов XX века идея разрослась по всему миру. Идея бесспорно уникальная, но и довольно затратная. Для того чтобы солнцемобиль мог составить достойную конкуренцию автомобилю, необходимо использовать самые легкие и прочные конструкционные материалы, а также высокоэффективные системы электропривода, последние достижения в области электроники, гелио и электротехники, и аэродинамики. Однако даже максимальной мощности солнечных батарей и электромоторов величиной 1,5-2 кВт не хватает для соперничества, поскольку эффективность доступных по цене фотоэлектрических преобразователей пока только 10 -12 %, а не 40-50 %.

Мобильная фотоэлектрическая станция. Мобильная фотоэлектрическая станция представляет собой автономный источник энергии и может быть использована как в полевых условиях, так и для стационарного потребления. Хотя, конечно, основным предназначением станции служит зарядка аккумуляторов [11].

Принцип действия мобильной фотоэлектрической станции заключается в прямом преобразовании солнечного излучения в электроэнергию посредством солнечных элементов. Станция состоит из 4-х модульных солнечных батарей, сборно-разборной конструкции и межмодульного кабеля.

Солнечные элементы, используемые в модулях, с лицевой стороны защищены светостойкой пленкой, а с тыльной стороны имеют жесткую подложку. Все это позволяет защитить их от механических повреждений и воздействий окружающей среды. Модули солнечных батарей удобны для хранения и транспортировки, так как они представляют собой удобную складную конструкцию. Если же говорить об электрических характеристиках, то помощью кабеля возможна коммутация параллельно всех модулей для зарядки аккумуляторов номинальным напряжением 12 В, а последовательно-параллельно для напряжения 24 В. Чтобы достичь напряжения в 48В, необходимо все модули соединить собственными токовыводами в последовательную цепь.

Портативная система солнечного электропитания. Данная система предназначена преимущественно для питания бытовой и специальной аппаратуры постоянного тока, имеющих мощность до 60 Вт, и основывается на солнечных фотоэлектрических модулях. В состав портативной системы входят: солнечная батарея, герметизированная аккумуляторная батарея с контроллером заряда-разряда и устройством сигнализации, сетевой адаптер и светильник с люминесцентной лампой.

Среди особенностей системы можно выделить следующие:

- аккумулярование энергии, поступающей от различных источников, в том числе термоэлектрических, солнечных батарей и сетевого зарядного устройства;
- простота эксплуатации и сборки, технологичность, осуществляемые благодаря использованию электрических разъемов;
- небольшой вес и неоспоримая компактность, что немало важно для мобильности системы.

Солнечная кухня. Солнечная кухня представляет собой бытовую гелиоустановку, предназначенную для приготовления пищи. Основным элементом является гелиоконцентратор, который фокусирует солнечные лучи на поверхности приемника излучения – посуды, в которой готовится пища.

Зачастую гелиоконцентраторы, используемые для солнечной кухни, имеют невысокую точность фокусирования солнечного излучения, однако ее вполне достаточно для удобства в бытовом применении. Вращение вслед за видимым движением Солнца осуществляется вручную, а КПД установки достигает 55-60 %.

Если говорить о преимуществах использования солнечной кухни, то можно отметить ее компактность для использования в походных условиях, незаменимость при отсутствии газоснабжения и, безусловно, бюджетность данной установки.

Светильники на солнечных батареях. Сегодня уже мало кого удивит использованием фотоэлектрических систем для ночного освещения улиц, автострад и других территорий. Эти системы имеют автономное электроснабжение на базе солнечного модуля, что позволяет сделать освещение мало затратным.

Принцип действия таких систем не только надежен, но и прост. В течение светового дня фотоэлектрический элемент заряжает аккумуляторы, превращая солнечную энергию в электрическую. В ночное время светильник автоматически загорается и продолжает гореть до наступления рассвета.

На зарядку аккумуляторов интенсивность солнечного излучения не влияет, он способен заряжаться даже в пасмурную погоду, не говоря уже о зимнем сезоне.

В состав фотоэлектрической системы входит:

- фотоэлектрический модуль, преобразующий солнечный свет в электроэнергию;
- аккумулятор, накапливающий энергию. Обычно используются герметичные и необслуживаемые аккумуляторы, срок службы которых не превышает 10 лет;
- контроллер, который оптимизирует уровень зарядки/разрядки аккумулятора, автоматически включает освещение в ночное время и выключает в световой период;
- инвертор, преобразующий постоянный ток в переменный;
- осветительный блок, включающий плафон и лампу.

Безусловно, все электронные приборы фотоэлектрической системы снабжены защитой от короткого замыкания, перегрева и перегрузки, что обеспечивает надежность и эффективность работы системы.

В заключение отметим, что потенциальные возможности солнечной энергетики чрезвычайно велики, и помимо большого числа положительных аспектов в пользу использования этого ресурса по сравнению с традиционной энергетикой, как уже говорилось в начале, существует один главный недостаток. Несмотря на то, что для обеспечения всех энергетических потребностей мира необходимо и достаточно всего лишь 0,0125 % всего количества энергии Солнца, к сожалению, вряд ли когда-нибудь эти огромные потенциалы удастся реализовать в больших масштабах. Во-первых, это невозможно по причине низкой интенсивности солнечного излучения. К примеру, чтобы коллекторы за год уловили энергию, необходимую для удовлетворения всех потребностей человека, их нужно разместить на территории площадью 130000 км² [3, 5]. И во-вторых, хотя солнечная энергия и бесплатна, получение электричества из нее не всегда достаточно дешево. Поэтому специалисты непрерывно стремятся усовершенствовать солнечные элементы и сделать их эффективнее. Возможно ситуация изменится в лучшую сторону, если удастся использовать более дешевые материалы для изготовления коллекторов.

Решение этих проблем, возможно, найдется на Международной специализированной выставке «ЭКСПО-2017», ключевым вопросом которой будет сохранение энергии на нашей планете, которая пройдет в столице Казахстана – Астане. ЭКСПО-city станет одним из первых в мире объектов, где энергоснабжение будет обеспечиваться не только за счет традиционных, но и возобновляемых источников. Так, на участке ЭКСПО-городка реализуется система интеллектуального жизнеобеспечения Smart Grid, благодаря которой вырабатываемая энергия может передаваться в любом направлении. Кроме того, на центральной станции ЭКСПО-городка внедрят систему накопления энергии. В те дни, когда много ветра и солнца, энергия будет накапливаться в этой системе, а при необходимости использоваться. Технически все это обеспечится за счет установки солнечных батарей, ветрогенераторных установок, а также геотермальных систем. Таким образом, казахстанская столица будет представлять своего рода «Город будущего» [12].

Список литературы:

1. Григораш О.В. Автономные источники электроэнергии: Состояние и перспективы / О. В. Григораш, С. В. Божко, А. Ю. Попов и др. – Краснодар 2012.
2. Ахмедов Р.Б. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии / Ахмедов Р.Б. М.: Знание, 1988. 46 с.
3. Безруких П.П. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики // Электрика. 2008. № 9. С. 3-10.
4. Ионов В.С. Солнечная энергетика уже давно не экзотика // Энергосбережение. 2006. №6. С. 82-83.

5. Уделл С. Солнечная энергия и другие альтернативные источники энергии / Уделл С. М.: Знание, 1980. 88 с.
6. Шетов В.Х. Перспективы солнечного теплоснабжения // Энергосбережение. 2006. № 2. С. 98-99.
7. Дедух Д.Г. Достоинства и недостатки энергетики на нетрадиционном сырье // Актуальные проблемы современной науки. 2004. № 6. С. 412-416.
8. Горбачева Л.А. Нам солнце строить и жить помогает // Энергия: экономика, техника, экология. 2010. № 1. С. 29-34.
9. Крашенинников А.А., Дю Е.Н., Сирока А.Я. Перспективы использования нетрадиционных источников энергии // Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. 1992 г. № 2, стр.48-52.
10. <http://www.bibliotekar.ru/alterEnergy/26.htm>
11. http://www.avante.com.ua/rus/library/lib_perspektiv_soln_energetiki.htm
12. <http://astanasolar.kz/ru/news/ekspo-2017-stanet-centrom-prityazheniya-novyh-tehnologiy>

Провод без гололеда

Ибрагимов А.Ф.

Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, г. Уфа

E-mail: ibragimovamir1994@yandex.ru

В настоящее время для передачи энергии на большие расстояния, благодаря относительно небольшой стоимости широко применяют воздушные линии электропередачи (ЛЭП). Одним из основных элементов ЛЭП являются провода. За последние пятнадцать лет гололёд на высоковольтных линиях стал возникать всё чаще и поэтому готовиться к ним нужно заранее, но традиционный способ плавления гололёда на проводах малоэффективен, неудобен, дорог и опасен.

Гололёд – явление образования отложений на проводах воздушной линии, вызывающее сбой в работе электрической сети и в электроснабжении потребителей электроэнергии. Высокая влажность, ветры, резкие перепады температуры воздуха способствуют образованию наледи на проводах воздушных линий. Толщина гололёда на них может достигать 60-70 мм, существенно утяжеляя провода. Простые расчеты показывают, что, например, провод марки АС-185/43 диаметром 19,6 мм километровой длины имеет массу 846 кг; при толщине гололёда 20 мм она увеличивается в 3,7 раза, при толщине 40 мм – в 9 раз, при толщине 60 мм – в 17 раз. При этом общая масса линии электропередачи из восьми проводов километровой длины возрастает соответственно до 25, 60 и 115 тонн, что приводит к обрыву проводов и поломке металлических опор. Наличие гололеда обуславливает дополнительные механические нагрузки на все элементы воздушных линий. В результате значительного увеличения массы проводов и воздействующих на них динамических и статических нагрузок происходят опасные и нежелательные явления, особенно при сильном ветре. К их числу относятся обрыв токопроводящих проводов и грозозащитных тросов под тяжестью снега и льда, недопустимо близкое сближение проводов и их сильное раскачивание (так называемая «пляска»), ухудшение защитных свойств изоляторов, разрушение опор. Подобные аварии приносят значительный экономический ущерб, на их устранение уходит несколько дней и затрачиваются огромные средства. В результате сетевые энергокомпании и потребители несут крупные убытки, а восстановление оборванных проводов – дорогостоящий и трудоемкий процесс. Среднее время ликвидации гололедных аварий превышает среднее время ликвидации аварий, вызванных другими причинами, в 10 и более раз. За последние пятнадцать лет гололёд на высоковольтных линиях стал возникать всё чаще. В результате провода рвутся, а опоры линий электропередач ломаются.

Отложение гололеда (изморози) на линиях электропередачи могут вызвать:

- разрегулировку проводов и грозозащитных тросов и их сближение между собой;
- сближение проводов и тросов при их подскоке вследствие неодновременного сброса гололеда;
- пляску проводов;
- обрыв проводов и тросов;
- разрушение опор;
- перекрытие линейной изоляции ВЛ при таянии вследствие значительного снижения льдоразрядных характеристик изоляторов по сравнению с влагоразрядными

характеристиками, по которым обычно выбирается необходимый уровень линейной изоляции.

При значительных гололедных отложениях возможны обрывы проводов и поломка деталей опор или самих опор, поэтому должны быть приняты меры по удалению гололеда с проводов линии.

Существуют 5 методов по плавке гололеда на проводах:

- трехфазное К.З.;
- двухфазное К.З.;
- однофазное К.З. («змейка»);
- током нагрузки;
- наложением уравнивающих токов.

Самым эффективным методом борьбы с гололёдом является его плавка на проводах постоянным или переменным током. Последствия плавки для провода не проходят бесследно, поскольку повышенная температура вызывает преждевременное старение провода, приводит к частым отключениям ВЛ и необходимости его внеплановой замены, что является довольно затратным мероприятием. Применяемые в России провода марки АС хорошо зарекомендовали себя в плане пропускной способности ВЛ, механических свойств провода и его сравнительно невысокой стоимости. Главным недостатком провода является подверженность его гололёдно-ветровым воздействиям и явлениям, которые могут вызывать эти воздействия (например, «пляска»).

В данной статье предложен способ борьбы с гололедом, при котором оседание гололёда на провода значительно уменьшится. Для этого необходимо видоизменить конструкцию сталеалюминиевого провода марки АС следующим образом. Во внешнем повиве провода располагаются проволоки стального сердечника, или часть этих проволок, и равномерно чередуются с алюминиевыми проволоками. Минимальное количество стальных проволок должно быть не менее трёх; максимальное количество – половина от общего количества проволок внешнего повива (равномерное чередование стальных и алюминиевых проволок). Ток, протекая по такому проводу, будет нагревать его поверхность за счёт высокого электрического сопротивления стали. Температура нагрева провода будет зависеть от полного сопротивления проводника, а также от тока нагрузки, протекающего по этому проводу.

Полное сопротивление проводника определяется:

$$Z = R + jX,$$

или

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}$$

где R – активное сопротивление проводника, Ом; X_L – индуктивное сопротивление проводника, Ом; X_C – емкостное сопротивление. При рассмотрении отдельно взятого проводника $X_L \gg X_C$, т.е. полное сопротивление проводника носит преимущественно активно-индуктивный характер, сопротивлением X_C можно пренебречь и поэтому:

$$Z = \sqrt{R^2 + X_L^2}.$$

Активное сопротивление R вычисляется по формуле:

$$R = \rho \frac{l}{S}$$

где ρ – удельное сопротивление материала проводника, Ом*м; l – длина проводника, м; S – площадь сечения проводника, м².

Между удельным сопротивлением проводника ρ , и его полным (активно-индуктивным) сопротивлением устанавливается следующая связь:

$$Z = R + jX = \rho \frac{l}{S} + jX = \sqrt{\left(\rho \frac{l}{S}\right)^2 + X_L^2},$$

т.е. полное (активно-индуктивное) сопротивление проводника зависит от диаметра (сечения S), длины проводника l , сопротивления материала проводника ρ , а также от индуктивного сопротивления X_L проводника.

Удельное активное сопротивление ρ – величина постоянная и определяется только материалом проводника и температурой окружающей среды. В соответствии с ГОСТ 22265-76 для проводников из алюминия и стали значение ρ соответственно равно (при $t=20^\circ\text{C}$):

$$\rho_a = 0,026 - 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{м} \cdot 10^{-6},$$

$$\rho_c = 0,103 - 0,137 \text{ Ом} \cdot \text{м} \cdot 10^{-6},$$

Взяв средние значения этих величин, получаем:

$$\frac{\rho_c}{\rho_a} = 4,4$$

Исходя из этого и принимая во внимание (2), можно сделать вывод, что активное сопротивление R_c стального цилиндрического проводника длиной 1 м и сечением 1 м^2 больше активного сопротивления R_a алюминиевого проводника такого же размера в 4,4 раза.

Например, провод марки АС-150/24 (наиболее часто применяемый для воздушной линии напряжением 110 кВ) в соответствии с ГОСТ 839-80Е [5] имеет сечение алюминиевой части 149 мм^2 и сечение стальной части (стального сердечника) $24,2 \text{ мм}^2$. Отсюда, зная значения ρ для алюминия и стали (ГОСТ 22265-76 [5]), находим значения R_c и R_a для провода АС-150/24:

$$R_c = 0,107 \cdot 10^{-6} \frac{1}{24,2 \cdot 10^{-6}} = 0,0044 = 4,4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом},$$

$$R_a = 0,027 \cdot 10^{-6} \frac{1}{149 \cdot 10^{-6}} = 0,0018 = 0,18 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

отсюда находим:

$$\frac{R_c}{R_a} = \frac{4,4 \cdot 10^{-3}}{0,18 \cdot 10^{-3}} = 24.$$

т.е. в проводе марки АС-150/24 сопротивление стальных проволок больше сопротивления алюминиевых проволок в 24 раза.

Аналогично, для сталеалюминевых проводов других марок сопротивление определено в соответствии с ГОСТ 839-80Е (Таблица 1).

Таблица 1. Провода, наиболее часто применяемые на воздушных линиях напряжением 35 – 500 кВ

Марка провода	Расчётные сечения, мм ² ГОСТ 839-80Е		Расчётные сопротивления, Ом · 10 ⁻³		Отношение Ra/Rc
	Алюминий	Сталь	R _a	R _c	
АС-70/11	68	11,3	0,4	9,4	23,5
АС-120/27	114	26,6	0,24	4,0	16,6
АС-185/43	185	43,1	0,14	2,5	17,8
АС-240/39	236	38,6	0,11	2,7	24,0
АС-300/66	288,5	65,8	0,09	1,6	17,7

Из приведённого выше примера, а также из таблицы 1 видно, что электрическое сопротивление стальной части провода значительно выше электрического сопротивления алюминиевой части провода. Следовательно, нагрев стальных проволок будет происходить значительно сильнее алюминиевых проволок, что приведёт к общему нагреву поверхности проводника и, следовательно, к исключению налпипания гололёда на проводе.

Список литературы:

1. Левченко И. И., Аллилуев А. А., Рябуха Е. В. Расчет параметров плавки гололёда на воздушных линиях электропередачи / Юж. – Рос. гос. техн. ун-т. Новочеркасск: ЮРГТУ, 2002. – 76 с
2. Дьяков А. Ф. Системный подход к проблеме предотвращения и ликвидации гололёдных аварий в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 160 с
3. Дьяков А. Ф., Левченко И. И., Засыпкин А. С. Информационная система контроля гололёдообразования на воздушных линиях электропередачи, Энергетик. -2005, №11, С. 20-25
Никонец Л. А. Комплексные системы плавки гололёда / Львов: издательское объединение «Высшая школа», 1984. – 240 с
4. Патент на изобретение №2465702, H02G 7/16; заявл. 14.06.11; опубл. 27.10.12. Способ плавки гололёда на проводах трехфазной воздушной линии электропередачи / Бердников Р. Н.,

- Горюшин Ю. А., Дементьев Ю. А., Засыпкин А. С., Левченко И. И., Сацук Е. И., Шовкопляс С. С.
5. Патент на изобретение №2435266, H02G 7/16; заявл. 25.06.10; опубл. 27.11.11. Способ плавки гололеда на проводах ВЛ и устройство для его осуществления / Гуревич М. К., Репин А. В., Шершнев А. Ю., Шершнев Ю. А.
 6. Патент на изобретение №2478244, H02G 7/16; заявл. 31.03.11; опубл. 27.03.2013. Способ плавки гололёда на воздушных линиях электропередачи 6(10) кВ / Чалый А. М., Минаев В. С., Фурин С. С
 7. Рудакова Р. М., Вавилова И. В., Голубков И. Е. Методы борьбы с гололедом в электрических сетях энергосистем / Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, ОАО Башкирэнерго. – Уфа: УГАТУ, 2005. – 187 с.

Оценка эффективности управляемого компенсирующего устройства ЛЭП

Карпова Е.А., Кравченко А.В.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
kavenco@yandex.ru*

Двухцепная электропередача 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – ПС Новокузнецкая протяженностью 450 км связывает СШГЭС с дефицитной Кузбасской ЭС и входит в состав сечения Красноярск, Хакасия – Запад.

Устройства регулирования параметров электрической сети предназначены для изменения сопротивления элементов сети (управление топологией сети), изменения пропускной способности сети, перераспределения потоков мощности по параллельным линиям при изменении режимной ситуации.

Высокая капиталоемкость электроэнергетики требует детального обоснования решений по инвестированию проектов нового энергетического строительства, а также технического перевооружения основных средств. Устройства продольной компенсации (УПК) устанавливаются для повышения пропускной способности обеспечения более эффективной работы существующих линий электропередач. Дополнительно к основной функции (повышение пропускной способности связей) устройства продольной компенсации при наличии управляемой части может демпфировать электромеханические качания роторов генераторов электростанций.

Ёмкостное сопротивление УПК выбирается не выше 50% индуктивного сопротивления ЛЭП. При большей степени компенсации возникают затруднения в выполнении релейной защиты, чрезмерно увеличивается сила тока КЗ и возрастают уровни внутренних перенапряжений. Устройство продольной компенсации на ЛЭП СШГЭС - Новокузнецк принимаются частично регулируемы: степень компенсации нерегулируемой части – 30%, регулируемой – от 0 до 20%. В исходном установившемся режиме степень компенсации управляемого устройства продольной компенсации принята равной 50%.

Как электрические станции и подстанции, так и линии электропередачи являются одновременно элементами электроэнергетических систем и субъектами энергетических рынков, поэтому важнейшей особенностью экономического анализа энергетических объектов является их рассмотрение одновременно с двух позиций: общесистемной и индивидуальной.

Различают два основных подхода к оценке экономической эффективности: без учета фактора времени, когда суммы дохода, получаемые в разное время, рассматриваются как равноценные и подход с учетом фактора времени. Показатели эффективности инвестиционного проекта подразделяются:

- показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников;
- показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия осуществления проекта для федерального, регионального или местного бюджета;
- показатели экономической эффективности, учитывающие затраты и результаты, связанные с реализацией проекта, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта и допускающие стоимостное измерение.

Оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности инвестиционного проекта осуществляется в пределах расчетного периода, продолжительность которого принимается с учетом:

- продолжительности создания, эксплуатации объекта,

- средневзвешенного нормативного срока службы основного технологического оборудования,
- достижения заданных характеристик прибыли,
- требований инвестора,
- возмещение вложенных средств за счет доходов,
- получение прибыли, обеспечивающей рентабельность инвестиций,
- окупаемость инвестиций в пределах приемлемого срока.

В качестве основных показателей, применяемых для расчетов эффективности проекта, можно использовать следующие показатели:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход (ЧДД);

Важнейшим показателем эффективности проекта является чистый дисконтированный доход, который представляет собой накопленный дисконтированный эффект (дисконтированное накопленное сальдо) за расчетный период.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта E , выражаемая в долях единиц или процентах в год. Норма дисконта E может выбираться различной для разных шагов расчета. Это может быть целесообразно в случаях переменного по времени риска, переменной по времени структуры капитала.

Норма дисконта необходима для учета фактора времени, то есть того, что затраты, поступления, доходы, имеющие в разные моменты времени, непосредственно не сопоставимы между собой. Соизмерение разновременных показателей осуществляется путем их приведения (дисконтирования) к ценности в какой-либо фиксированный момент времени - точку приведения.

В результате анализа показателей эффективности проекта сделаем выводы о значительной привлекательности данного инвестиционного проекта с точки зрения получения дополнительной прибыли сетевой организацией:

- чистый дисконтированный доход при всех выбранных нами ставках дисконтирования ($d=8.5\%$, $d=12\%$, $d=18\%$,) положительный;
- срок окупаемости 3 года.

Также видно, что с увеличением ставки дисконтирования, незначительно, но увеличивается срок окупаемости и уменьшается ЧДД данного проекта.

Таким образом, проведенный нами расчет дает основание считать, что вложение средств в данный инвестиционный проект целесообразно. Благодаря установке УПК на электропередаче Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецк увеличится мощность, выдаваемая ГЭС и передаваемая по указанной ЛЭП, затраты на приобретение оборудования, на доставку и монтаж и ввод в работу УПК окупятся через 3 года.

Список литературы:

1. Кравченко А.В. Эффективность управления электрическими сетями за счет снижения потерь энергии. - Вестник Волгоградского института бизнеса. Бизнес. Оборудование. Право. Выпуск 2, 2015г.
2. Кравченко А.В., Дагбаева Е.Б. Технико- экономическое обоснование применения компенсирующих устройств в электрических сетях. - Современные тенденции развития науки и технологий. Тез. докл. Международной научно-практической конференции. Белгород, 2014г.
3. Приказ Государственного комитета по тарифам и энергетики Республики Хакасия от 25.12.2012г. №288-э.
4. Специальные вопросы проектирования электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие / Н.Л. Бацева.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.

Исследование расширения генерирующих мощностей Тюменской ТЭЦ-1 за счет установки ПГУ

Кирсанова Н.И.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: natalya.1992@mail.ru

Целью исследования является рассмотрение результатов, вызванных расширением Тюменской ТЭЦ-1 за счет установки ПГУ. На сегодняшний день парогазовые установки нередко используются с целью модернизации существующей электростанции с последующим увеличением генерирующих мощностей.

Парогазовые установки представляют собой комбинированные установки, в которых осуществляется совместная работа газотурбинной установки (ГТУ) с паротурбинной (ПТУ). В данной статье будет рассмотрена установка ПГУ с НПГ.

В ПГУ такого типа отходящие после турбины газы сбрасываются в топку обычного котла и за счет содержащегося в них кислорода (коэффициент избытка воздуха после камеры сгорания значительный) используются для сжигания топлива в топке котла. Поскольку дымососы у таких котлов отсутствуют, то давление газа в нем оказывается незначительно выше атмосферного, а этот котел называют низконапорным парогенератором (НПГ). [1]

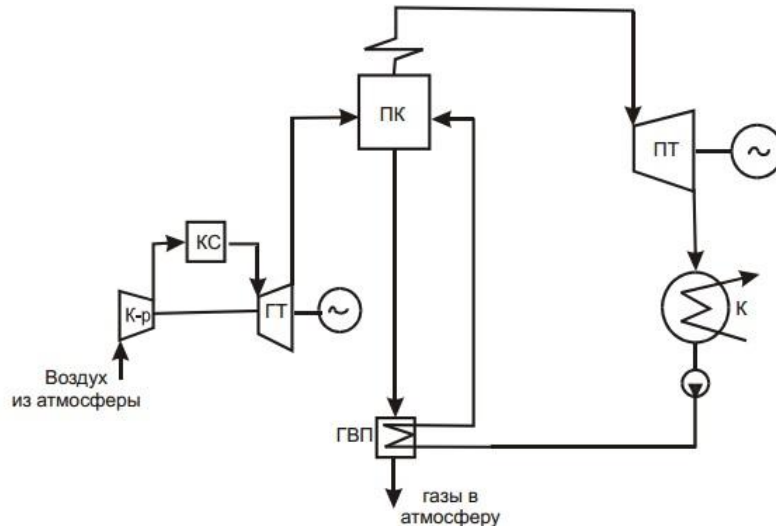


Рис. 1. Простейшая схема парогазовой установки с низконапорным парогенератором (ПГУ с НПГ)

В состав ПГУ для увеличения генерирующих мощностей Тюменской ТЭЦ-1 входит следующее оборудование:

- турбина паровая типа Т-130/160-12.8;
- газотурбинная установка типа V64.3A;
- котел ТГЕ-435/ПГУ.

Паровая турбина типа Т-130/160-12.8 представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат, состоящий из однопоточного цилиндра высокого давления (ЦВД) и двухпоточного цилиндра низкого давления (ЦНД). Турбина снабжена сопловой системой парораспределения. ЦВД имеет 20 ступеней, из которых первая ступень регулирующая. Из ЦВД предусмотрены дополнительные нерегулируемые отборы пара. ЦНД имеет по 4 ступени в каждом потоке. За вторую ступень ЦНД реализуется нижний отопительный отбор.

Схема регенерации турбоустановки состоит из:

- конденсатора пара уплотнений (КПУ-50-2.5-5);
- двух подогревателей низкого давления поверхностного типа (№1 ПСНГ-3000-0.3-2.5-1 и №2 ПСНГ-3000-0.6-2.5-2);
- деаэратора (ДП-500).

Газотурбинная установка типа V64.3A выполнена одновальной с понижающим редуктором на 5413/3000 об/мин.

В состав газотурбинной установки входят следующие компоненты:

- комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ);
- компрессор, камера сгорания и турбина;
- за последней ступенью турбины смонтирован выхлопной диффузор.

Максимальная мощность ГТУ на валу составляет 77 МВт (ограничения со стороны вала).

[2]

Данная формула отражает способ подачи топлива в энергетическую установку: топливо (в данном случае, природный газ) подается не только в газовую турбину, но и в котел. Такой способ сжигания позволяет использовать низкокачественные сорта топлива и повышает энергоэффективность модернизируемого энергоблока, что в свою очередь, позволяет уменьшить вредные выбросы в атмосферу.

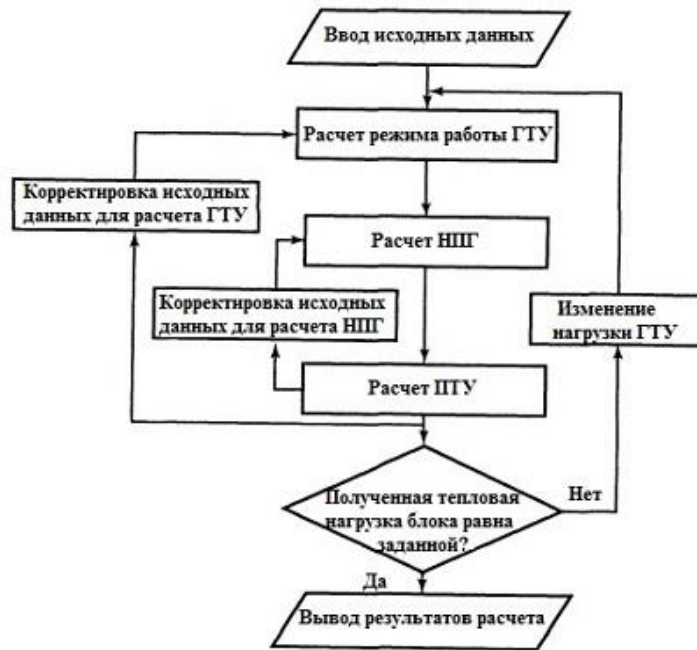


Рис. 2. Упрощенная схема расчета тепловой схемы ПГУ с НПГ

Расход топлива, сжигаемого в ПГУ с НПГ, вычисляется следующим образом:

$$B_{\text{пгу}} = B_{\text{пс}} + B_{\text{кс}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} + \eta_{\text{пг}}} + \frac{Q_{\text{кс}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} + \eta_{\text{кс}}}.$$

Электростанции с комбинированным циклом (ПГУ) покрывают растущий спрос на энергию, и, следовательно, им должно уделяться особое внимание при выборе энергетической системы для модернизации существующей электростанции. Парогазовые установки практически не имеют недостатков, кроме особых ограничений и требований к топливу и оборудованию. ПГУ работают только на природном газе. Но при установке газификаторов появляется возможность использовать также другие, более доступные и дешевые виды топлива. [3]

Основные этапы работы:

- обоснование модернизации Тюменской ТЭЦ-1 и ее актуальность;
- технические предложения по модернизации Тюменской ТЭЦ-1;
- рассмотрение методических особенностей исследования тепловой схемы ПГУ;
- разработка автоматизированной модели расчета технико-экономических показателей паровой и газовой турбины в составе ПГУ;
- исследование технико-экономических показателей ПГУ.

Список литературы:

1. Матвеев А.А. Расчет показателей экономичности газотурбинных и парогазовых установок. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – 40 с.
2. Технический отчет по работе «Тепловые испытания конденсатора типа 130КП-9000-1 паровой турбины Т-130/160-12,8 ЛМЗ энергоблока ПГУ- 190/220 ст.№1 Тюменской ТЭЦ-1». Инжиниринговая компания «Кварц». – Екатеринбург, 2005-119 с.
3. J.B. Kitto and S.C. Stultz. Steam: its generation and use./The Babcock & Wilcox Company. - Barberton, Ohio, U.S.A. , 2005 – 352 p.

Искажение формы статических характеристик нагрузки в узлах электрической сети

Кондрашов М.А., Панкратов А.В.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
mihail-arhangel0@mail.ru*

При расчетах режимов электрических сетей и систем электрическую нагрузку представляют с помощью статических характеристик (СХН) – зависимостей активной и реактивной мощности нагрузки от напряжения [1, 2]. Наиболее часто [3] при этом используют квадратичные полиномы вида

$$\begin{aligned}
 P(U) &= P_{BAS} \cdot \left(a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_{BAS}} + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{BAS}} \right)^2 \right), \\
 Q(U) &= Q_{BAS} \cdot \left(b_0 + b_1 \cdot \frac{U}{U_{BAS}} + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{BAS}} \right)^2 \right),
 \end{aligned}
 \quad (1)$$

где P_{BAS} , Q_{BAS} , U_{BAS} – базисные значения активной и реактивной мощности и напряжения;
 a_0 , a_1 , a_2 , b_0 , b_1 , b_2 – коэффициенты статических характеристик нагрузки в относительных единицах.

Очевидно, что форма статических характеристик нагрузки не остается постоянной во всех точках электрической сети. Искажение формы происходит по мере удаления от узла нагрузки вследствие наличия падения напряжения и потерь мощности в продольных сопротивлениях линий электропередачи и трансформаторов. Поперечные проводимости также оказывают влияние на форму статических характеристик нагрузки.

При решении задач эквивалентирования районов электрических сетей встает проблема получения обобщенных статических характеристик нагрузки, заданных для шин, удаленных от конечного потребителя. В этой связи представляет интерес исследование искажения формы статических характеристик нагрузки при их определении в различных точках электрической сети.

Для исследования этого вопроса будем использовать широко применяемый при расчетах режимов электрических сетей и систем программный комплекс «RastrWin» [4]. Смоделируем простейшую радиальную сеть, представленную на рисунке 1.

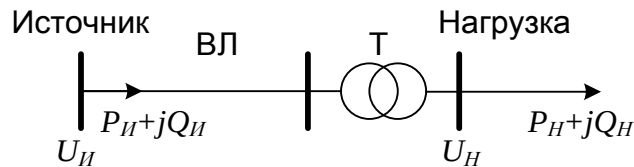


Рис. 1. Расчетная схема исследуемой сети

На рисунке 1 показана нагрузка, запитанная от источника через воздушную линию электропередачи (ВЛ) и трансформатор (Т). Напряжение, активная и реактивная мощности нагрузки – U_H , P_H , Q_H ; напряжение, активная и реактивная мощности источника – U_H , P_H , Q_H . Нагрузка задана с помощью статической характеристики обобщенной нагрузки, параметры которой приведены в таблице 1.

Таблица 1. Коэффициенты СХН и базисные мощности для обобщенной нагрузки

Активная мощность				Реактивная мощность			
$a_{0(1)}$	$a_{1(1)}$	$a_{2(1)}$	$P_{BAS(1)}$, МВт	$b_{0(1)}$	$b_{1(1)}$	$b_{2(1)}$	$Q_{BAS(1)}$, Мвар
0.83	-0.3	0.47	1,4	4.9	-10.1	6.2	0,7

Произведя расчет серии установившихся режимов, определим статические характеристики нагрузки в относительных единицах для двух точек сети: в узле нагрузки и в узле источника питания. Характеристики представлены на рисунке 2.

Рисунок 2 показывает, что в узле нагрузки результаты расчета серии установившихся режимов совпадают с заданными статическими характеристиками. Этот результат свидетельствует о корректном задании статических характеристик нагрузки в программный комплекс «RastrWin».

Результаты расчета серии установившихся режимов в узле источника питания ожидаемо отклоняются от заданных статических характеристик в узле нагрузки. Смещение характеристик вправо обусловлено наличием падения напряжения на продольных сопротивлениях воздушной линии электропередач и трансформатора, а смещение характеристик вверх обусловлено наличием потерь мощности. Кроме того, обращает на себя внимание факт смещения точки перегиба характеристик $Q(U)$ со значения $0,83 U_{ном}$ до значения $0,88 U_{ном}$.

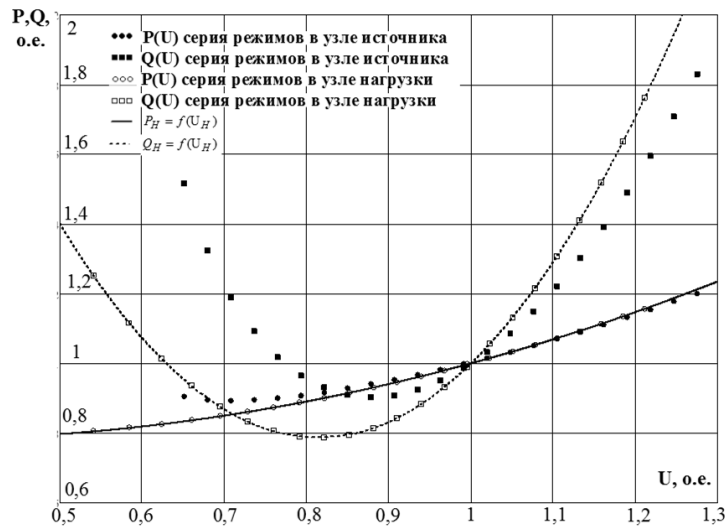


Рис. 2. Статические характеристики в относительных единицах

Получим эквивалентные статические характеристики нагрузки для узла источника. Для этого аппроксимируем квадратичными полиномами (1) результаты расчета серии установившихся режимов в узле источника методом наименьших квадратов. Полученные коэффициенты СХН и значения базисных мощностей приведены в таблице 2:

Таблица 2. Коэффициенты СХН и базисные мощности для узла источника питания

Активная мощность				Реактивная мощность			
$a_{0(1)}$	$a_{1(1)}$	$a_{2(1)}$	$P_{BAS(1)}, \text{ МВт}$	$b_{0(1)}$	$b_{1(1)}$	$b_{2(1)}$	$Q_{BAS(1)}, \text{ Мвар}$
1,134	-0,829	0,695	1,415	6,935	-13,229	7,269	0,788

Полученные характеристики для узла источника и результаты серии установившихся режимов в относительных единицах приведены на рисунке 3.

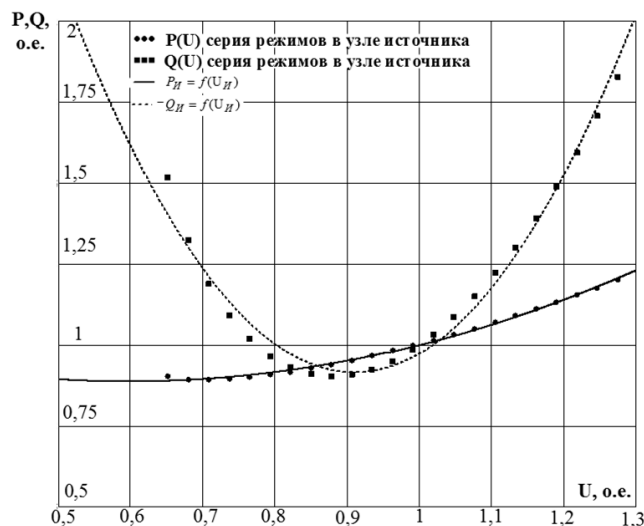


Рис. 3. Статические характеристики нагрузки для узла источника питания

Графики рисунок 3 показывают, что форма статических характеристик нагрузки в узле источника питания не только изменилась относительно характеристик, заданных в узле нагрузки, но также перестала быть параболической. Особенно сильно это заметно по характеристике реактивной мощности. Деформация статических характеристик нагрузки относительно параболической формы свидетельствует об ограниченности применения полиномов (1) при

эквивалентировании районов электрических сетей.

Покажем, что полиномы вида (1) описывают эквивалентные статические характеристики нагрузки с достаточной точностью только при значениях напряжения выше напряжения точки перегиба зависимости $Q(U)$. Для этого оставим в серии расчетов только те режимы, когда напряжение превышало напряжение точки перегиба зависимости $Q(U)$ и повторим аппроксимацию методом наименьших квадратов. Результаты представлены на рисунке 4.

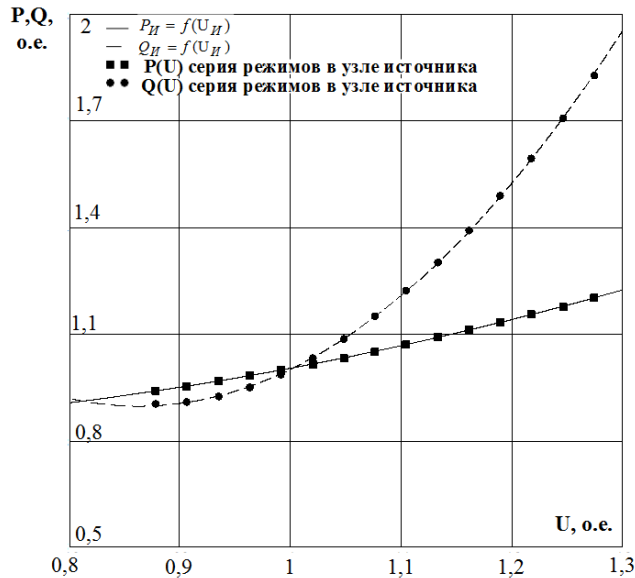


Рис. 4. Статические характеристики нагрузки для узла источника питания при напряжениях выше напряжения точки перегиба зависимости $Q(U)$

Как видно из графиков рисунок 4, при напряжении выше напряжения точки перегиба зависимости $Q(U)$, полиномы (1) в точности описывают поведение нагрузки.

Выводы:

1. Статические характеристики нагрузки не остаются постоянными, а искажаются в различных точках радиальной электрической сети по мере удаления от узла нагрузки.
2. При напряжениях ниже напряжения точки перегиба $Q(U)$ искажается сама параболическая форма статических характеристик.
3. Использование квадратичных полиномов в качестве статических характеристик нагрузки корректно только при напряжениях, больших напряжения точки перегиба зависимости $Q(U)$.

Список литературы:

1. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М: Альянс, 2009. – 592 с.
2. Yamashita, K., Djokic, S., Matevosyan, J., Resende, F. O., Korunovic, L. M., Dong, Z. Y., & Milanovic, J. V. (2012). Modelling and aggregation of loads in flexible power networks - scope and status of the work of CIGRE WG C4.605. Paper presented at the IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline), 8(PART 1) 405-410.
3. Гуревич, Ю.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.
4. В.Г. Неуймин. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя. 29.08.2012. / В.Г. Неуймин, Е.В. Машалов, А.С. Александров, А.А. Багрянцев. URL: http://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf (дата обращения 12.09.2015).

Расчет мощности солнечных панелей

Кудаярова А.А., Хузина Л.Н., Ялалетдинова Д.А.

*Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, РБ, г.Уфа
Aigul_Kudayarova93@mail.ru*

В настоящее время во всем мире, в том числе и в нашей стране, остро встает вопрос о разработке и внедрении новых источников энергии. Всем известно, что наиболее значимыми из

них на сегодняшний день являются нефть, природный газ, уголь, электричество. Запасы нефти и газа не безграничны, в силу всего этого необходимо искать альтернативные источники энергии. Одним из них является использование так называемых солнечных батарей. О солнечной энергетике знают уже давно, это предмет споров и дискуссий среди специалистов. Некоторые считают, что это большая перспектива на будущее, другие уверены в противоположном. Сейчас очень большое количество крупных компаний вкладывает миллионы в развитие этой отрасли, в том числе в строительство солнечных электростанций. С одной стороны, солнечные батареи не требуют затрат при их эксплуатации, но стоимость данного оборудования высока. Часть специалистов утверждает, что прибыль от данного проекта не сможет покрыть расходы, связанные со строительством. В противовес этому данные устройства могут работать десятками и сотнями лет, поэтому при длительной эксплуатации прибыль будет налично.

Солнечные батареи преобразуют солнечный свет в электрическую энергию. Батарея состоит из некоторого количества фотоэлектрических преобразователей, которые чаще называют фотоэлементами. Количество преобразователей в батарее произвольное, соединение последовательно-параллельное. Чем определяется количество фотоэлементов? Необходимой силой тока и напряжением. Располагают преобразователи на какой-либо плоской поверхности один возле другого. Из-за внешнего вида такие конструкции часто называют «солнечные панели».

Идея использовать солнечную энергию для дома — для его отопления или на другие нужды — не нова. На сегодня разработаны устройства, которые позволяют это сделать любому человеку. Во многих странах солнечные батареи на крыше скорее правило, чем исключение. Наша страна к ним, пока не относится, но и у нас уже подобные установки можно увидеть все чаще. Солнечные системы для дома могут быть двух видов. Первый — солнечные коллекторы, которые нагревают протекающий в них теплоноситель. Второй — солнечные батареи, которые вырабатывают электричество. О них и будем говорить. [1]

Расчет мощности солнечных батарей для дома актуален, прежде всего, тем, что при финансовых и материальных ограничениях важно знать, какого результата ожидать от батарей и стоит ли вообще покупать подобную систему энергосбережения. Для каждого режима использования электроэнергии существует своя система расчета.

За объект исследования примем, установленные на кафедре электромеханики "Уфимского государственного авиационного технического университета", (рис.1) два фотоэлектрических панелей (микроморфный модуль площадью $1,43 \text{ м}^2$, номинальной мощностью 125 Вт и кристаллический модуль площадью $1,286 \text{ м}^2$, номинальной мощностью 223 Вт), угол установки фотоэлектрических модулей составляет 39°.



Рис.1. Солнечные панели Уфимского государственного авиационного технического университета

Данные по ежегодному производству энергии фотоэлектрических панелей приведены на табл.1 и наглядно изображены на рис.2-4.

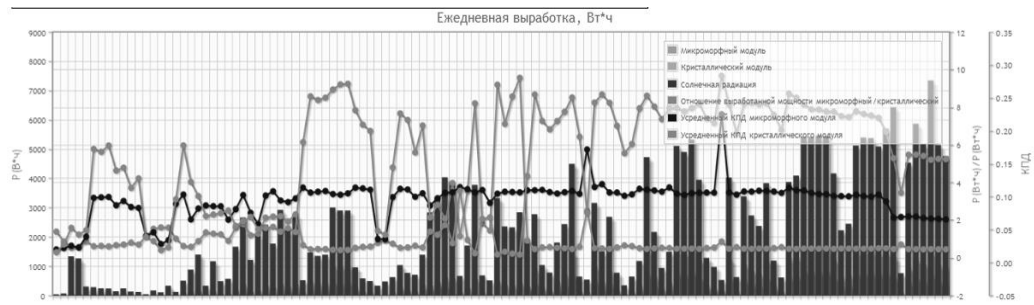


Рис.2. График производства энергии за период 01.01.2014-30.04.2014

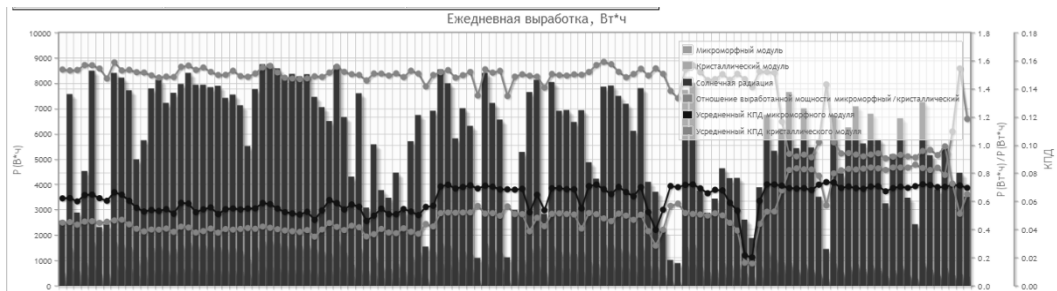


Рис.3. График производства энергии за период 01.05.2014-31.08.2014

Таблица 1. Результаты наблюдения ФЭМ на 2014 год

Метеоданные	
Количество дней мониторинга за отчетный период	365
Среднесуточная температура окружающей среды (°C)	5,23
Среднедневная температура окружающей среды (°C)	6,42
Минимальная температура окружающей среды (°C) за отчетный период	-34,38
Максимальная температура окружающей среды (°C) за отчетный период	36,95
Среднедневная температура задней поверхности ФЭМ Pramac (°C)	10,98
Среднедневная температура задней поверхности ФЭМ TCM-210SB (°C)	10,7
Максимальная скорость ветра за отчетный период (м/с)	12,68
Выработка за отчетный период (удельные значения)	
Среднедневная солнечная радиация за отчетный период, кВт*ч/м2	3,248
Среднедневная солнечная радиация за отчетный период по кремнию, (темп. корр.) кВт*ч/м2	3,247
Среднедневная солнечная радиация за отчетный период по кремнию, кВт*ч/м2	2,996
Среднедневная энерговыработка ФЭМ Pramac за отчетный период, кВт*ч	0,329
Среднедневная энерговыработка ФЭМ TCM-210SB за отчетный период, кВт*ч	0,598
Pramac Luce kWh/kwp, ч	961,031
TCM-210SB kWh/kwp, h	978,002
Отношение среднедневной энерговыработки ФЭМ Pramac и ФЭМ TCM-210SB	0,551
Эффективность преобразования солнечной энергии	
Номинальная мощность ФЭМ Pramac Luce, Вт	125
Номинальная эффективность преобразования солнечной энергии ФЭМ Pramac Luce, %	8,74
Средняя эффективность преобразования солнечной энергии ФЭМ Pramac Luce за отчетный период, %	7,09
Номинальная мощность ФЭМ TCM-210SB, Вт	223
Номинальная эффективность преобразования солнечной энергии ФЭМ TCM-210SB, %	17,34
Средняя эффективность преобразования солнечной энергии ФЭМ TCM-210SB за отчетный период, %	14,31

Из анализа данных суточного производства за год можно увидеть, что годовая эффективность микроморфного модуля составляет 7,09%, кристаллического модуля – 14,31%. Средняя солнечная радиация – 3,248 кВт·ч/м², средняя годовая выработка микроморфного

модуля - $0,329 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$, кристаллического модуля - $0,598 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$. Номинальная эффективность микроморфного модуля составляет 8,74%, кристаллического модуля – 17.34%.

$$\Delta P_{av(m)} = I \cdot S_m \cdot n_m = 3.248 \cdot 1.43 \cdot 0.0874 = 0.406 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta P_{av(cv)} = I \cdot S_c \cdot n_c = 3.248 \cdot 1.286 \cdot 0.1734 = 0,724 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

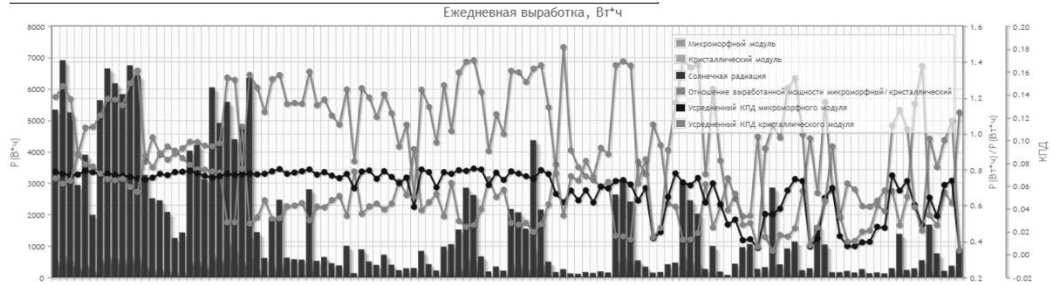


Рис.4. График производства энергии за период 01.09.2014-31.12.2014

где I – среднесуточная солнечная радиация ($\text{кВт}/\text{м}^2$), S_m , S_c – площадь микроморфного и кристаллического модуля соответственно (м^2), n_m , n_c – эффективность микроморфного и кристаллического модуля соответственно.

Годовой объем производства энергии панелей:

$$\Delta P_{(m)} = P_{(m)} \cdot T = 0.329 \cdot 365 = 120.09 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta P_{(c)} = P_{(c)} \cdot T = 0.598 \cdot 365 = 45.99 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где P_m, P_c – среднесуточная энергия микроморфного и кристаллического модуля соответственно.

Микроморфный модуль с блоком 125 Вт можно приобрести за 6300 руб., а кристаллический модуль мощностью 225 Вт за 13800 руб., средний срок службы фотоэлектрических панелей около 25 лет [2].

Определим стоимость произведенной энергии в зависимости от срока окупаемости в 25 лет без поворотного механизма:

$$P_{\Sigma(m)} = P_{y(m)} \cdot t_p = 120,09 \cdot 25 = 3002,25 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$P_{\Sigma(c)} = P_{y(c)} \cdot t_p = 218,27 \cdot 25 = 5456,75 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость электроэнергии вырабатываемой ФЭМ:

$$C_{(c)} = \frac{S_c}{P_{\Sigma(c)}} = \frac{13800}{5456.75} = 2.53 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Полученные результаты могут быть использованы в практике в области проектирования и обоснования экономической целесообразности ФЭМ в Республике Башкортостан.

Список литературы:

1. <http://1poteply.ru/radiatory/effektivnost-solnechnyx-batarej.html>
2. <http://alt.rkraft.ru/solnechnye-batarei.html>

Оптимизация угла наклона приемной площадки солнечных коллекторов при их эксплуатации в условиях г. Томска

Кузнецова А.А., Хуторной А.Н.

*Томский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Томск
kusnezowa1803@mail.ru;*

Эффективность использования солнечных энергетических установок зависит от ряда факторов, которые можно условно разделить на основные и дополнительные [1]. Целью настоящей работы является оценка влияния угла наклона приемной площадки к горизонту на среднемесячный дневной и годовой приход солнечной радиации в климатических условиях города Томска. Расчет будем проводить по методу С. Клейна для приемной площадки, ориентированной строго в южном направлении.

Среднемесячное значение суммарной солнечной радиации, поступающей на наклонную поверхность определяется по формуле [2]:

$$E_{\beta} = R \cdot E_{\Gamma},$$

где E_{Γ} – среднемесячное дневное количество суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность, МДж/м²·сут; R – отношение среднемесячных дневных количеств солнечной радиации, поступающих на наклонную и горизонтальную поверхности, определяемое по формуле [4]:

$$R = \left(1 - \frac{E_{\Gamma}^p}{E_{\Gamma}}\right) K_{\Pi} + \frac{E_{\Gamma}^p}{E_{\Gamma}} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho \frac{1 - \cos \beta}{2},$$

где E_{Γ}^p – среднемесячное дневное количество рассеянной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность, МДж/м²·сут; K_{Π} – среднемесячный коэффициент пересчета прямой солнечной радиации с горизонтальной поверхности на наклонную; β – угол наклона поверхности солнечного коллектора к горизонту; ρ – коэффициент отражения (альбедо) поверхности земли и окружающих тел.

Среднемесячный коэффициент пересчета прямой солнечной радиации для приемной площадки с южной ориентацией имеет вид

$$K_{\Pi} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega_{3.н.} + \frac{\pi}{180} \omega_{3.н.} \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_3 + \frac{\pi}{180} \omega_3 \sin \varphi \sin \delta},$$

где φ – широта местности, град; β – угол наклона приемной площадки к горизонту, град; δ – склонение Солнца в средний день месяца, град; ω_3 , $\omega_{3.н.}$ – часовой угол захода Солнца на горизонтальной и наклонной поверхностях.

Часовой угол захода (восхода) Солнца для поверхности:

$$\omega_3 = \arccos(-\operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg} \delta).$$

наклонной

$$\omega_{3.н.} = \min \left\{ \omega_3, \arccos(-\operatorname{tg}(\varphi - \beta) \operatorname{tg} \delta) \right\}.$$

В качестве часового угла захода Солнца для наклонной поверхности с южной ориентацией принимают меньшую из двух величин ω_3 или $\omega_{3.н.}$.

В табл. 1 приведены исходные данные по прямой и рассеянной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность при средних условиях облачности, а также значения альбедо поверхности в соответствии с [3].

Расчет среднемесячного дневного и годового прихода солнечной радиации на приемную площадку солнечных коллекторов, расположенную под разными углами β к горизонту по представленным выше зависимостям производился с шагом 1°. В табл. 2 приведены выборочные наиболее характерные результаты данных расчетов, округленные до сотых величин.

Необходимо отметить, что метод С. Клейна предполагает использование коэффициента прозрачности атмосферы, который определяется по формуле [1]:

$$K_0 = \frac{E_{\Gamma}}{E_0},$$

где E_0 – энергия солнечного излучения в космосе за пределами атмосферы (на ее границе).

Таблица 1. Исходные данные по прямой и рассеянной солнечной радиации, альбедо поверхности [3]

Месяцы	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Сумма прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность при средних условиях облачности, МДж/м ² ·сут	0,58	2,21	5,67	9,75	11,79	13,42	15,00	8,71	4,38	1,50	0,63	0,21
Сумма рассеянной солнечной радиации на горизонтальную поверхность при средних условиях облачности, МДж/м ² ·сут	1,21	3,08	7,33	10,13	12,00	11,21	10,75	9,50	6,08	3,75	1,58	0,83
Сумма суммарной (прямой и рассеянной) солнечной радиации на горизонтальную поверхность при средних условиях облачности, МДж/м ² ·сут	1,79	5,29	13,00	19,88	23,79	24,63	25,75	18,21	10,46	5,25	2,21	1,04
Альбедо поверхности, %	80	81	78	54	22	22	23	23	23	46	74	78

Угол наклона, β	Месяцы												Год	ΔE, %
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
0	1,79	5,29	13,00	19,88	23,79	24,63	25,75	18,21	10,46	5,25	2,21	1,04	3631	-16,18
10	2,39	6,51	14,64	21,13	24,27	24,75	26,11	18,95	11,36	5,90	2,74	1,30	3841	-11,33
16	2,73	7,21	15,53	21,74	24,40	24,69	26,18	19,24	11,80	6,26	3,05	1,45	3942	-8,99
18	2,84	7,43	15,82	21,92	24,41	24,65	26,17	19,31	11,93	6,37	3,14	1,50	3971	-8,32
27	3,31	8,38	16,98	22,56	24,26	24,26	25,91	19,46	12,39	6,81	3,56	1,71	4070	-6,05
38	3,82	9,37	18,12	22,95	23,62	23,35	25,11	19,25	12,68	7,23	4,00	1,93	4115	-5,01
42	3,98	9,69	18,46	22,99	23,27	22,90	24,69	19,07	12,71	7,34	4,14	2,00	4110	-5,13
43	4,02	9,76	18,53	22,99	23,17	22,78	24,58	19,01	12,71	7,37	4,18	2,02	4107	-5,20
50	4,27	10,22	18,98	22,87	22,36	21,83	23,64	18,53	12,64	7,51	4,38	2,13	4065	-6,17
50,25	4,28	10,24	18,99	22,87	22,33	21,79	23,60	18,51	12,64	7,51	4,39	2,13	4063	-6,21
56,29	4,46	10,55	19,25	22,62	21,48	20,83	22,63	17,96	12,48	7,58	4,54	2,21	3998	-7,6
61	4,57	10,75	19,37	22,34	20,73	20,00	21,78	17,44	12,29	7,59	4,63	2,26	3930	-9,29
66	4,67	10,90	19,42	21,95	19,85	19,04	20,79	16,82	12,03	7,58	4,70	2,30	3841	-11,33
77	4,80	11,05	19,24	20,81	17,66	16,72	18,34	15,21	11,25	7,42	4,78	2,35	3591	-17,10
79	4,81	11,04	19,16	20,56	17,23	16,27	17,86	14,89	11,08	7,38	4,79	2,36	3538	-18,33
82	4,81	11,02	19,03	20,16	16,57	15,58	17,13	14,38	10,81	7,30	4,78	2,36	3455	-20,25
90	4,78	10,87	18,53	18,99	14,73	13,70	15,10	12,95	10,00	7,04	4,73	2,34	3210	-25,89
$E_{\text{опт}}$, МДж/м ² ·сут	4,81	11,05	19,42	22,99	24,41	24,75	26,18	19,46	12,71	7,59	4,79	2,36	4332	
β _{опт} , град	82	77	66	42	18	10	16	27	43	61	79	82	50,25	

Данный коэффициент используется в случае недостаточных сведений по солнечной радиации (прямой и рассеянной) на конкретной территории. Поскольку в нашем случае данные о рассеянной и суммарной солнечной радиации имеются, значения коэффициентов прозрачности атмосферы не определялись и в расчетах не использовались.

Результаты расчета, представленные в табл. 2 позволили определить оптимальный угол наклона приемной площадки к горизонту β_{опт} в г. Томске для каждого месяца года, при котором

достигается максимальный среднемесячный приход солнечной радиации $E_{\text{опт}}$. Таким образом, в случае ежемесячной установки приемной площадки под углом равным $\beta_{\text{опт}}$ годовой приход солнечной радиации на ее поверхность будет максимальным и составит $E_{\text{макс}} = 4332 \text{ МДж/м}^2 \cdot \text{год}$. Среднеарифметическая величина $\beta_{\text{опт}}$ составила $50,25^\circ$.

В табл. 2 также приведены значения разницы между максимальным годовым приходом солнечной радиации $E_{\text{макс}}$ и годовым приходом солнечной радиации $E_{\text{год}}$ на приемную площадку с углом установки, имеющим какое-либо постоянное значение, которая определялась из выражения:

$$\Delta E = \frac{E_{\text{год}} - E_{\text{макс}}}{E_{\text{макс}}} \cdot 100.$$

Так, при установке приемной площадки под углом $\beta = 50,25^\circ$ годовой приход солнечной радиации на ее поверхность составит $4063 \text{ МДж/м}^2 \cdot \text{год}$, что на $6,21 \%$ меньше $E_{\text{макс}}$, а при $\beta = 56,29^\circ$ (широта местности для г. Томска) годовой приход солнечной радиации на ее поверхность составит $3998 \text{ МДж/м}^2 \cdot \text{год}$, что на $7,6 \%$ меньше $E_{\text{макс}}$. Минимальное же значение ΔE для климатических условий г. Томска достигается при угле наклона приемной площадки равным 38° и составляет $5,01 \%$.

Список литературы:

1. Солнечная энергетика: учеб. пособие для вузов / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин; под ред. В.И. Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с.
2. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки. М.: Энергоатомиздат, 1991. – 206 с.
3. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Выпуск 20. Ч. 1-6. Томская, Новосибирская, Кемеровская области, Алтайский край. – Санкт-Петербург: Гидрометеоиздат, 1993. – 720 с.

Моделирование внешних источников электроэнергии с целью оптимизации режимов промышленных систем электроснабжения

Курилова Н.А.

ФГБОУ ВПО «МГТУ им. Г. И. Носова», Россия, г. Магнитогорск

E-mail: ec091@mail.ru

В связи с принятием ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» появилась тенденция увеличения мощности собственных генерирующих источников. Однако собственные ресурсы не всегда могут обеспечить баланс вырабатываемой и потребляемой электроэнергии. Таким образом, становится актуальным оптимизация системы управления распределением и поставками электроэнергии исходя из оптимальной выработки собственных мощностей. Для решения данной проблемы необходимо решить следующие задачи:

- рациональное использование покупных и вторичных энергоресурсов, необходимых для выработки тепловой и электрической энергии;
- снижение потерь электрической энергии в распределительных сетях;
- планирование оптимального распределения мощностей в условиях длительных ремонтных режимах;
- экономически целесообразный объем мощности, приобретаемой из энергосистемы.

Уменьшение затрат и увеличение эффективности работы промышленных систем электроснабжения возможны только при комплексном подходе к реализации технических решений на основе применения системного анализа и оптимизации энергетических балансов.

Способы повышения экономической эффективности работы промышленных электростанций подробно приводятся в [1, 2]. Однако в данном алгоритме оптимизации распределения активной мощности между генераторами электростанций промышленного предприятия и узлами связи с энергосистемой с учетом потерь в распределительной сети не учитывается эффективное управление поставками закупаемой электроэнергии. Для этой цели необходима разработка технико-экономических моделей оптимального управления объемом покупаемой из энергосистемы электроэнергии в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии. Данная технико-экономическая модель формируется с учетом различных состояний электроэнергетической системы, ресурсных ограничений и характеристик процессов функционирования и управления.

Задачи технико-экономического анализа имеют три составляющие: выбор критериев оптимальности; составление математической модели; отыскание метода реализации данной модели. В зависимости от условий задачи может быть выбран критерий оптимальности. Если ставится задача нахождения оптимальных технико-экономических связей в условиях рыночных отношений, то одним из главных критериев является минимум затрат на покупку и передачу электроэнергии.

$$Z(x) \rightarrow \min.$$

Технико-экономическую модель узлов связи с энергосистемами в общем виде можно представить, как зависимость суммарных затрат от объема передаваемой мощности с учетом величины потерь мощности в линиях. В качестве ограничений выступает передаточная способность линий электропередачи по току и мощности:

$$\begin{cases} I_{\max} \geq I_{\text{доп}} \\ P_{\max} \geq P_{\text{доп}} \end{cases}.$$

В основу методики построения технико-экономических моделей линий положено ограничение по величине потерь мощности в линиях (ΔP), которая допускается не более 10 % от мощности нагрузки (P) в системах напряжением 330-500 кВ: $\Delta P \leq 0,1P$.

Исходя из данного условия можно определить экономически целесообразное сечение провода, обеспечивающее заданную величину потерь мощности, с помощью следующих преобразований.

$$\begin{aligned} \Delta P &= I^2 R; \\ \Delta P &= I^2 \frac{\rho}{F} \cdot \frac{L}{n}, \end{aligned} \quad (1)$$

где ρ – расчетное удельное сопротивление сталеалюминиевого провода, Ом * мм²/м; F – сечение провода, мм²; n – количество линий; L – длина линий, км.

С помощью выражения (1) можно определить экономически целесообразное сечение линии электропередач.

$$\begin{aligned} F_{\text{эк.цел.}} &= I^2 \frac{\rho}{0,1P} \cdot \frac{L}{n}; \\ F_{\text{эк.цел.}} &= \left(\frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot \frac{\rho}{0,1P} \cdot \frac{L}{n}. \end{aligned} \quad (2)$$

Таким образом, экономически целесообразное сечение зависит от величины мощности, передаваемой по линии, напряжения, длины и количества линий.

Предельные значения коэффициента реактивной мощности в данных моделях не учитываются.

Объектом исследования является Магнитогорский энергетический узел (МЭУ), который получает питание от трех крупных источников питания: Троицкая ГРЭС, Ириклинская ГРЭС и п/ст «Бекетово» [2]. Имеются две системные подстанции: Магнитогорская-500/220 и Смеловская-500/220/110. В таблице 1 приведен перечень питающих линий напряжением 500 кВ.

Таблица 1. Питающие линии МЭУ

Название линии	Напряжение, кВ	Марка и тип проводника	Длина, км
Ириклинская ГРЭС – Магнитогорская	500	3×АС-300	221
Троицкая ГРЭС – Магнитогорская	500	3×АС-300	187
Бекетово-Смеловская	500	3×АС-300	272
Смеловская-Магнитогорская	500	3×АС-300	16,4

Определим экономически целесообразные сечения проводников с помощью формулы (2), исходя из величины передаваемой мощности на примере линии «Смеловская – Магнитогорская», используя исходную информацию, приведенную в таблице 2.

Таблица 2. Исходная информация для построения технико-экономической модели линии «Смеловская – Магнитогорская»

Тип проводника	Количество линий, шт.	Удельное сопротивление, $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$	Длина линии, км	Величина потерь, %
АС-300	6*	0,0315	16,4	10

*- с учетом расщепления фаз проводов.

Подставляя в выражение (2) исходную информацию и изменяя передаваемую мощность, были получены следующие зависимости, приведенные в таблице 3.

Таблица 3. Техничко-экономические модели узлов связи с энергосистемой МЭУ

Мощность, МВт	40	60	80	100	120	140
Экономически целесообразное сечение, мм ²	45,9	68,9	91,8	114,8	137,8	160,7

Полученный в результате решения план передачи электроэнергии должен отвечать следующим требованиям: спрос каждого из пунктов потребления должен полностью удовлетворяться; необходимо учитывать оптимальную загрузку генераторов собственных электростанций [3]; затраты на покупку электроэнергии должны быть минимальны; необходимо учитывать пропускную способность линий. Для этого необходимо задаться технико-экономическими моделями узлов связи с энергосистемой МЭУ. Данные модели отражают зависимость суммарных затрат от мощности, получаемой из энергосистемы и проведены в таблице 4.

Таблица 4. Техничко-экономические модели узлов связи с энергосистемой МЭУ

Подстанция Бекетово								
<i>P</i> , МВт	120	125	130	135	140	150	160	–
<i>З</i> , тыс. руб.	338,4	352,5	366,6	380,7	394,8	423	451,2	–
Троицкая ГРЭС								
<i>P</i> , МВт	110	120	130	140	150	160	180	200
<i>З</i> , тыс. руб.	310,2	338,4	366,6	394,8	423	451,2	507,6	564
Ириклинская ГРЭС								
<i>P</i> , МВт	110	120	130	140	150	160	180	–
<i>З</i> , тыс. руб.	310,2	338,4	366,6	394,8	423	451,2	507,6	–

Полученные технико-экономические модели линий и узлов связи с энергосистемой МЭУ необходимо задать в программно-вычислительный комплекс «КАТРАН» [4]. Оптимизационные расчеты для МЭУ проводятся с помощью модуля «Оптимизация», который позволяет осуществлять ввод исходной информации в табличной форме, определять рекомендуемые загрузки генераторов, собственное производство, потери мощности и суммарные затраты и затраты на производство, прием и передачу электроэнергии.

В результате расчетов, на примере существующей промышленной системы электроснабжения, были определены: оптимальные значения мощностей, покупаемых из энергосистемы, получаемых от собственных источников электроэнергии [5-7]; минимальные затраты на прием, передачу и распределение мощности в рассматриваемом энергоузле; минимальные суммарные затраты. Экономический эффект от внедрения результатов работы составляет примерно 3%. В результате полученные технико-экономические модели позволяют добиться существенной экономии в сфере энергопотребления в системах электроснабжения крупных промышленных предприятий за счет оптимизации производства, распределения и поставок электроэнергии в условиях оптового рынка России.

Список литературы:

1. Кочкина А.В. Применение метода динамического программирования для решения задач оптимального распределения активных мощностей между разнородными генерирующими источниками собственных электростанций предприятий черной металлургии // Наука и производство Урала: межрегион. сб. науч. тр. Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та. – 2012. – С. 204-209.
2. Кочкина А.В., Малафеев А.В., Курилова Н.А., Варганов Д.Е., Дубина И.А. Методика оптимизации эксплуатационных режимов промышленных систем электроснабжения // Электротехнические системы и комплексы. — 2014. — №3 (24). — С. 49-52.
3. Кочкина А.В., Малафеев А.В., Газизова О.В., Гринчак Е.А. Анализ статической устойчивости синхронных генераторов // Главный энергетик. — 2013. — №7. — С. 17-25.
4. Программа для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 7.0»:

- А. с. 2013616847 РФ. № 2013616847. / В.А. Игуменшев, А.В. Малафеев, О.В. Газизова, Ю.Н. Кондрашова, Е.А. Панова, А.В. Кочкина, В.В. Зиновьев. — ОБ ПБТ. — 2013. — №3.
5. Кочкина А.В., Малафеев А.В., Варганов Д.Е., Ковалев А.Д. Оптимизация распределения активных мощностей между разнородными генерирующими источниками в системе электроснабжения промышленного предприятия // Электроэнергетика глазами молодежи: научн. тр. III междунар. науч.-тех. конф.: сб. статей. В 2 т.; Т.1. — Екатеринбург: УрФУ, 2012. — С. 280-284.
 6. Малафеев А.В., Хламова А.В., Краснов М.И. Оптимизация загрузки генераторов собственных электростанций ОАО «ММК» с учетом потерь активной мощности в распределительной сети путем декомпозиции общей задачи // Главный энергетик. — 2011. — №3. — С. 54-57.
 7. Хламова А.В., Малафеев А.В., Краснов М.И. Оптимизация режимов систем электроснабжения с собственными электростанциями на основе эквивалентной характеристики источников, получаемой с учетом потерь активной мощности в сети и состава топливной смеси // Сб. научно-исследовательских работ аспирантов финалистов конкурса аспирантов и молодых ученых в области энергосбережения в промышленности, г. Новочеркасск, октябрь 2010 г./ Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. (НПИ). — Новочеркасск: Лик, 2010. — С. 241-245.

**Повышение эффективности определения места повреждения на воздушных линиях
электропередач напряжением 220 кВ**

Лебедева А. А.

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, Россия, г. Барнаул

E-mail: alisa0892@mail.ru

Магистральные воздушные линии (далее ВЛ) напряжением 220 кВ используются для передачи электроэнергии между мощными электростанциями, а также являются связующим элементом между электростанциями и распределительными пунктами. Сети напряжением 220 кВ выполняются с глухозаземлённой нейтралью. В таких сетях применяется нулевой рабочий проводник, связанный с нейтралью трансформатора или генератора.

В отличие от кабельных линий, ВЛ больше подвержены воздействию таких факторов, как ветер, изменение температуры окружающей среды, гроза, гололёдные образования на проводах. Несмотря на существенное повышение надёжности конструкций воздушных линий, сооружаемых в настоящее время, повреждения неизбежны. Аварийные и ненормальные режимы работы ВЛ приводят к повреждению изоляции проводов, разрушению изоляторов, недоотпуску электрической энергии, а также к сбою работы в энергосистеме. Это влечёт за собой существенные материальные затраты не только на ремонт повреждённых участков, но и на возмещение ущерба потребителям [5].

Большой экономический эффект несёт быстрое и точное определение места повреждения (далее ОМП) ВЛ. Протяжённость линий электропередач (далее ЛЭП) может достигать нескольких сотен километров, некоторые участки могут проходить через болотистую местность или реку. Это усложняет поиск участка линии, на котором произошла авария. Качественный расчёт ОМП позволит сократить время отыскания аварии в несколько раз.

Расчёт ОМП осуществляется на основе показаний специальных приборов, измеряющих параметры аварийного режима. Широко используются такие приборы как ФИП1, ФИП2, ЛИФП. Установленный на подстанции прибор в момент аварии фиксирует значения токов и напряжений нулевой последовательности. Дежурный персонал снимает показания с прибора и передает информацию для дальнейшей обработки. Расчёт может быть, как односторонний, так и двусторонний, и производится с помощью специальных программ. Как показывает практика, достоверность показаний данных приборов недостаточно высокая и не всегда позволяет определить место аварии. Так, например, при редко встречающихся междуфазных замыканиях токи нулевой последовательности отсутствуют, соответственно данный прибор оказывается малоэффективным [3].

Не менее распространенный способ фиксации показаний при аварии – использование регистратора аварийных событий или цифрового осциллографа. Цифровой осциллограф предназначен для регистрации переходных и аварийных процессов в цепях переменного и постоянного тока в электрической части промышленных предприятий с помощью унифицированного микропроцессорного терминала присоединения с компоуемым

функциональным составом, а также аналоговых, дискретных и цифровых каналов. Осциллограммы, записанные прибором, считываются, обрабатываются и анализируются с помощью программного обеспечения либо на персональном компьютере. По данной осциллограмме можно определить вид короткого замыкания, а также извлечь данные, необходимые для расчёта. Помимо этого, данное оборудование автоматически выдаёт точку аварии. Однако, для обеспечения качественного ОМП, необходим уточняющий расчёт [1].

Недостатком существующих методов расчёта ОМП является ограниченность информации – учёт параметров лишь одной отдельно взятой ЛЭП. Целью данной работы является разработка метода расчёта ОМП с учётом параметров смежных линий и подстанций. А также исследование влияния на качество расчёта место установки фиксирующих приборов.

В качестве примера был рассмотрен участок Алтайской энергосистемы, представленный на рисунке 1 – ВЛ 220 кВ Ларичиха-Сузун (ЛС-209), обслуживаемый ОАО «ФСК ЕЭС» Западно-Сибирским предприятием магистральных электрических сетей.



Рис.1. Участок Алтайской энергосистемы

Рассмотрено отключение линии с неуспешным АПВ. На подстанциях (далее ПС) Ларичиха и Сузун установлены приборы ЛИПФ, фиксирующие значения тока и напряжения нулевой последовательности $3I_0$, $3U_0$. Протяженность линии составляет 122,62 км. С помощью программы «АРМ СРЗА» был произведён двусторонний расчёт ОМП. Как изображено на рисунке 2, расчётное место повреждения линии составляет 104,55 км от ПС Ларичиха.

```

РАСЧЕТНОЕ МЕСТО ПОВРЕЖДЕНИЯ: 104.55 км от п/ст ПС ЛАРЧИХА
на уч-ке: "ПС ЛАРЧИХА -ПС СУЗУН"
ЗОНА ОБХОДА 18 км: с 96 км по 114 км
----- 104.55 км -----
              --- 18 км ---
|-----v-----|
ПС ЛАРЧИХА                                ПС СУЗУН
3I0=  0.570                                3I0=  0.990
3U0  -                                     3U0  -

Уч-к: 1."ПС ЛАРЧИХА - ПС СУЗУН" 0-122.6км

Отношения ПС ЛАРЧИХА
           ПС СУЗУН
токов      0.576
напряж

Вид КЗ 1(A0) Место КЗ 0 182 -186 Лотн 0.998 Rперех. 60.34 Ом
           ПС ЛАРЧИХА ПС СУЗУН
3I0        0.570        0.994
3U0        31.871        80.609
  
```

Рис.2. Результаты двустороннего расчёта ОМП в программе «АРМ СРЗА»

Напряжения $3U_0$, зафиксированные приборами ЛИПФ, не соответствуют токам, поэтому программа произвела расчёт только по значениям $3I_0$.

Для выполнения максимально точного и качественного расчёта предлагается учесть ряд факторов:

- состояние энергосистемы (учёт коммутаций смежных линий и автотрансформаторов смежных ПС);
- показания фиксирующих приборов смежных участков.

Как показано на рисунке 1, смежными подстанциями являются ПС «Светлая» и ПС «Барнаулская», на которых оборудованы более точные приборы – регистраторы аварийных событий, микропроцессорные осциллографы. Короткое замыкание, произошедшее на линии ЛС-209, отразилось и на шинах смежных ПС. Анализируя осциллограммы, выгруженные с ПС «Светлая» и ПС «Барнаулская» можно определить вид КЗ, а также значения $3I_0$, $3U_0$. Как видно из рисунка 3 на линии ЛС-209 произошло однофазное замыкание на землю фазы С.

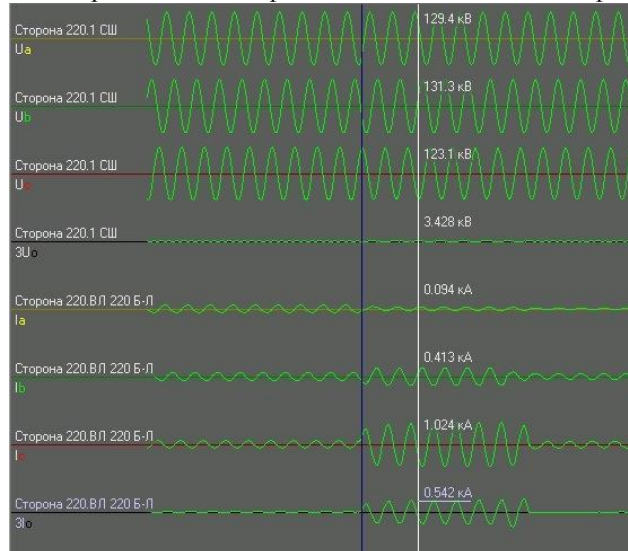


Рис.3. Осциллограмма

Выполнив по показаниям осциллографа двусторонний расчёт объединенных линий СС 211-ЛС 209-БЛ 207, общая длина которых составляет 308 км, получен результат, представленный на рисунке 4.

```

РАСЧЕТНОЕ МЕСТО ПОВРЕЖДЕНИЯ: 153.23 км от п/ст БАРНАУЛЬСКАЯ 220
                               на уч-ке: "БАРНАУЛЬСКАЯ 220-ПС СВЕТЛАЯ 220 "
      ЗОНА ОБХОДА 30 км: с 145 км по 175 км
-- 160.23 км --
--- 30 км ---
|-----v-----|
БАРНАУЛЬСКАЯ 220                               ПС СВЕТЛАЯ 220
3I0=  0.534                                       3I0=  0.472
3U0=  3.447                                       3U0=  -

Уч-к: 1."БАРНАУЛЬСКАЯ 220- ПС СВЕТЛАЯ 220 "    0-308.6км

Отношения БАРНАУЛЬСКАЯ 220
           ПС СВЕТЛАЯ 220
токов      1.131
напряж

Вид КЗ 1(A0) Место КЗ 0 182 -186 Лотн 0.440 Рперех. 66.66 Ом
           БАРНАУЛЬСКАЯ 220 ПС СВЕТЛАЯ 220
3I0        0.534          0.449
3U0        3.114          14.406

```

Рис.4. Результат двустороннего расчёта ОМП по показаниям РАС

От полученного результата необходимо вычесть длину линии БЛ 207 равную 93,32 км, чтобы получить расчётную точку повреждения от ПС Ларичиха, а также рассчитать зону обхода равную 5 % от общей длины линии. Таким образом, двусторонний расчёт с помощью показаний осциллографа показал результат равный 67, 59 км от ПС Ларичиха с зоной обхода с 52 по 82 километр.

После осмотра ВЛ персоналом службы линий, на линии ЛС 209 было найдено спиленное дерево на фазе С. Фактическое место повреждения составило 67 километров от ПС Ларичиха.

Анализируя результаты двух расчётов, выполнен расчёт погрешности ОМП. Погрешность

двустороннего расчёта по показаниям ЛИПФ составила 0,31 %. Погрешность двустороннего расчёта по показаниям осциллографов, установленных на смежных участках, составила 0,0048 % [1].

Исследование показало, что использование при расчёте показаний приборов, установленных на смежных элементах сети, снижает погрешность результата до минимума. Данный метод расчёта обеспечивает сокращение времени поиска повреждения, и, вследствие этого, быстрое устранение аварии. Также представленный метод расчёта исключает материальные затраты на установку дорогостоящего микропроцессорного оборудования ОМП на каждой подстанции.

Список литературы:

1. Айзенфельд, А.И. Алгоритмические погрешности определения мест повреждения воздушных линий напряжением 110-750 кВ. Электрические станции, 1998, № 7.
2. Айзенфельд, А.И. Учёт сопротивления нулевой последовательности силовых трансформаторов при определении места повреждения ВЛ // Электрические станции, 1978, № 11, с. 67-70
3. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие для техникумов [Текст] / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с. : ил.
4. Шабад, М. А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М. А. Шабад. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1985. – 296 с. : ил.
5. Правила устройства электроустановок [Текст]. — СПб.: Издательство ДЕАН, 2003. - 928 с.

Оценка эффективности аккумулирования водорода в системах электроснабжения с использованием ветровой и солнечной энергии

Марченко О.В., Соломин С.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Россия, г. Иркутск

E-mail: marchenko@isem.irk.ru, solomin isem.irk.ru

Согласно прогнозам развития энергетики в предстоящие годы всё более важную роль будут играть возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и системы производства, аккумулирования и транспорта энергии на основе водорода, способствующие снижению выбросов в атмосферу диоксида углерода и других вредных веществ [1, 2].

В настоящей работе рассматривается экологически чистая система электроснабжения, состоящая из ветроэлектрических установок (ВЭУ), фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) и системы производства, хранения и энергетического использования водорода (рис. 1).

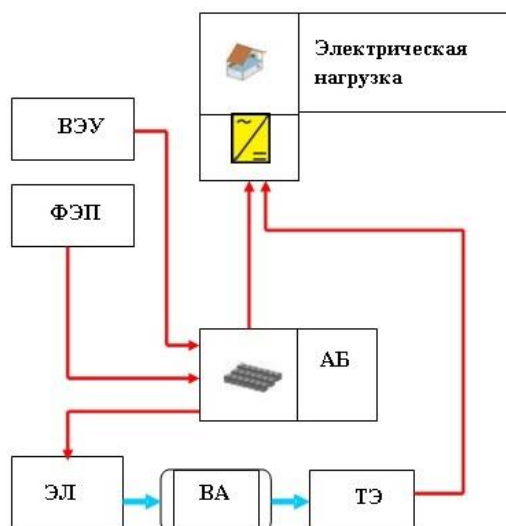


Рис. 1. Энергосистема с ВИЭ и водородом.

Обозначения: ВЭУ – ветроэлектрические установки, ФЭП – фотоэлектрические преобразователи, АБ – аккумуляторные батареи, ЭЛ – электролизёр, ВА – водородный аккумулятор (ресивер), ТЭ – топливные элементы

Технико-экономические показатели компонентов системы электроснабжения приведены в табл. 1 по данным [3–7].

Таблица 1. Технико-экономические показатели

Устройство	Удельные капиталовложения, \$/кВт	Затраты, % от капиталовложений	КПД, %	Срок службы, лет
ВЭУ	1940	2,0	30	25
ФЭП	1560	1,5	15	25
АБ	100*	3,0	85	5
Водородная система – современные показатели				
ЭЛ	2000	5,0	75	10
ТЭ	2500	2,5	45	10
ВА	25*	2,0	95	20
Водородная система – прогнозные показатели				
ЭЛ	900	2,2	80	10
ТЭ	1200	2,5	50	20
ВА	15*	2,0	95	20

Примечание: * – \$/кВт·ч.

Расчёты оптимальной структуры энергосистемы проводились с помощью модели REM-2, описанной в [8]. Модель представляет собой задачу математического программирования: поиск минимума целевой функции (суммарных дисконтированных затрат на создание и эксплуатацию системы) при выполнении ряда ограничений, в том числе, на объём отпускаемой потребителям конечной энергии. Модель учитывает случайный характер поступления солнечной и ветровой энергии.

Рассматривалась переменная нагрузка с максимумом 1 МВт и числом часов её использования 4600 ч/год. Максимум нагрузки приходится на вечерние часы, в ночные часы нагрузка составляет 10% от максимальной (такая неравномерность характерна для автономных энергосистем).

Сезонное изменение нагрузки, скорости ветра и прихода солнечной радиации приведено в табл. 2. Для моделирования изменения переменных во времени в каждом сезоне выбраны временные интервалы с шагом в 1 час продолжительностью две недели. Скорость ветра максимальна в полночь зимой (14 м/с на высоте оси ВЭУ) и снижается днём, солнечная радиация отсутствует ночью и максимальна в полдень (660 Вт/м² в 12 и 13 ч дня летом).

Таблица 2. Сезонное изменение нагрузки, скорости ветра и прихода солнечной радиации

	Зима	Весна	Лето	Осень	Год
Максимальная нагрузка, кВт	1000	800	700	900	1000
Средняя нагрузка, кВт	620	500	430	560	530
Средняя скорость ветра, м/с	8	5	4	7	6
Солнечная радиация, кВт·ч/м ²	200	400	500	300	1400

Аналогичные климатологические характеристики ветра и солнечной радиации характерны для южных приморских районов России (побережья Чёрного и Каспийского морей, юг Приморья) [5, 6].

Результаты расчётов оптимальной структуры энергосистемы и значений функционала (затрат) приведены в табл. 3. При постоянном ветре (отсутствие длительных многочасовых энергетических затиший), наиболее экономичным является использование ВЭУ и аккумуляторных батарей с ёмкостью, позволяющей обеспечивать нагрузку мощностью 1 МВт в течение 5 часов. Производство и аккумулярование водорода в этом случае не требуется.

При увеличении непрерывной длительности энергетических затиший (простоев ВЭУ) возникает необходимость производства и аккумулярования водорода, причём ёмкость ВА растёт с увеличением времени непрерывных простоев ВЭУ и при улучшении показателей водородной системы (электролизёров, топливных элементов, ёмкостей для хранения водорода). Это согласуется с полученными в [4, 7] результатами, согласно которым аккумулярование электрической энергии эффективно для краткосрочных интервалов времени (в данном случае это

выдача максимальной электрической мощности в течение нескольких часов), а в течение нескольких суток более эффективно аккумулирование энергии в виде водорода.

Таблица 3. Оптимальный состав системы электроснабжения

Показатели	Мощности, кВт			Ёмкости, кВт·ч		Затраты, тыс. \$/год
	ВЭУ	ФЭП	ТЭ	АБ	ВА	
	Постоянный ветер					
Текущие	2353	0	0	5330	0	715
Прогнозные	2353	0	0	5330	0	715
	1 сутки безветрия					
Текущие	2313	0	225	6120	25239	936
Прогнозные	2313	0	269	5330	26736	829
	2 суток безветрия					
Текущие	2272	0	430	5330	53560	1114
Прогнозные	1894	0	477	4048	93915	886
	3 суток безветрия					
Текущие	2026	0	515	4614	106507	1130
Прогнозные	1756	0	543	3688	125871	935

Несмотря на учтённое при формировании набора исходных данных существенное снижение в последние годы стоимости ФЭП, они в данном случае не входят в оптимальное решение. Это связано с тем, что ВЭУ являются более экономичным энергоисточником за счёт более высокого числа часов использования установленной мощности и более низкой стоимости вырабатываемой электроэнергии [6, 9]. Расчёты показывают, что в районах со средней многолетней скоростью ветра ниже 4-4,5 м/с и приходом солнечной радиации свыше 1600-1800 кВт·ч/м² ФЭП могут оказаться эффективными.

Дополнительная серия расчётов была выполнена с условиями запрета на производство и аккумулирование водорода. В табл. 4 приведены результаты сравнения суммарных дисконтированных затрат в системе без аккумулирования водорода (второй столбец табл. 4) и в системе с использованием водорода (последний столбец табл. 3). Видно, что экономия затрат возрастает по мере увеличения продолжительности непрерывных энергетических затиший и достигает 41 %.

Таблица 4. Экономия затрат за счёт аккумулирования водорода

Периоды безветрия	Затраты, тыс. \$/год	Экономия (современные показатели), %	Экономия (прогнозные показатели), %
1 сутки	1004	7	17
2 суток	1294	14	32
3 суток	1594	29	41

Выводы

1. Выполнена оценка экономической эффективности аккумулирования электроэнергии и водорода с использованием модели REM-2. Рассмотрена система электроснабжения без выбросов диоксида углерода и других вредных веществ с максимумом нагрузки 1 МВт, при использовании ветровых и солнечных энергетических установок в районе со средней многолетней скоростью ветра 6 м/с и годовым приходом солнечной радиации 1400 кВт·ч/м².

2. Показано, что использование аккумулирования электроэнергии эффективно для относительно краткосрочных временных интервалов. При наличии значительных непрерывных энергетических затиший (сутки и более) становится эффективным использование аккумулирования водорода.

3. Экономический эффект от применения аккумулирования водорода в рассматриваемой системе электроснабжения может быть существенным и превышать 30-40% в случае непрерывных энергетических затиший свыше 2 суток.

Список литературы:

1. Беляев Л.С., Марченко О.В., Соломин С.В. Исследование долгосрочных тенденций развития энергетики России и мира // Известия РАН. Энергетика. – 2011. – № 2. – С. 3-11.

2. Марченко О.В., Соломин С.В. Системные исследования эффективности возобновляемых источников энергии // Теплоэнергетика. – 2010. – № 11. – С. 12-17.
3. Projected costs of generating electricity. 2015 edition. – Paris: International Energy Agency/Nuclear Energy Agency, 2015. – 215 pp.
4. Марченко О.В., Соломин С.В. Сравнение экономической эффективности производства и аккумулирования электроэнергии и водорода // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – № 3. – С. 114-123.
5. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency of small autonomous wind/diesel/hydrogen systems in Russia // International Journal of Renewable Energy Research. – 2013. – Vol. 3. – No. 2. – P. 241-245.
6. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ экономической эффективности возобновляемых источников энергии в децентрализованных системах энергоснабжения // Альтернативная энергетика и экология. – 2009. – № 5. – С. 78-84.
7. Marchenko O.V., Solomin S.V. The future energy: hydrogen versus electricity// International Journal of Hydrogen Energy. – 2015. – Vol. 40. – No. 10. – P. 3801-3805.
8. Marchenko O.V. Mathematical modelling and economic efficiency assessment of autonomous energy systems with production and storage of secondary energy carriers // International Journal of Low-Carbon Technology. – 2010. – Vol. 5. – No.4. – P. 250-255.
9. Марченко О.В., Соломин С.В. Влияние ограничения эмиссии диоксида углерода на конкурентоспособность электростанций // Промышленная энергетика. – 2015. – № 9. – С. 57-60.

Определение объёма диагностики асинхронных двигателей на основе использования нечёткой логики

Попова М. С., Грибанов А. А.

*Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, Россия, г. Барнаул
marina17318@mail.ru*

При изготовлении и эксплуатации асинхронных двигателей (АД) возникают отклонения параметров двигателя от номинальных значений. Эти отклонения могут быть вызваны как технологическими погрешностями изготовления двигателя, неправильными режимами эксплуатации, так и износом во время эксплуатации. Выход из строя АД приводит к тяжёлым авариям и большому материальному ущербу, связанному с простоем технологического оборудования, устранением последствий аварий и ремонтом вышедшего из строя электродвигателя. Следовательно, эффективный контроль параметров АД в процессе производства и после их изготовления, своевременная их диагностика в процессе эксплуатации являются актуальными задачами.

Под правильной эксплуатацией АД понимается его работа в соответствии с номинальными параметрами, указанными в его паспортных данных. Однако в реальной жизни имеет место значительное отступление от номинальных режимов эксплуатации. Изоляция электрических машин подвергается действию ряда неблагоприятных факторов: повышенных нагревов, превышающих допустимые для данного класса изоляции пределы, повышенной влажности вплоть до непосредственного воздействия воды и влаги, воздействию химически агрессивной среды (аммиака, органических удобрений и т.д.), значительных механических нагрузок (вибраций, ударных воздействий), коммутационных воздействий, значительных колебаний напряжения в сети, технологических перегрузок, нарушению охлаждения, нестабильных климатических условий, наличию пыли, копоти, абразивных частиц в воздухе.

Выход из строя АД приводит к тяжёлым авариям и большому материальному ущербу, связанному с простоем технологического оборудования, устранением последствий аварий и ремонтом вышедшего из строя электродвигателя.

В итоге возникает необходимость исследовать АД с целью получения диагностических признаков и сигналов для определения неисправностей. Виды неисправностей и методы диагностики оценки состояния асинхронного двигателя представлены в [1].

На основании полученных данных диагностическая система должна определить наличие неисправностей (или возможной неисправности) и оповестить оператора, который принимает решение о дальнейших действиях. Диагностическая система более высокого уровня может предлагать оператору варианты корректирующих действий, а высшего уровня осуществляет диагностику и автоматически выполняет корректирующие функции.

Иерархическая структура древовидного типа и совокупность диагностических параметров, классификация повреждений элементов (факторов x) АД, а также обоснование необходимости учёта диагностических параметров для создания системы нечёткой логики и влияние входного параметра x_i на промежуточный результат y_i , а также влияние промежуточного результата y_i на промежуточный результат q_i представлено в [2].

Составим нечёткие правила для двух входных переменных и одной выходной, учитывая количество термов, иерархическую структуру древовидного типа, обоснование необходимости учёта диагностических параметров и влияние входного параметра x_i на промежуточный результат y_i , а также влияние промежуточного результата y_i на промежуточный результат q_i . В таблице 1 представлены нечёткие базы знаний для переменных, которые имеют следующее количество входных термов:

- пять $x(5)$ и пять $x(5)$;
- пять $x(5)$ и три $x(3)$;
- три $x(3)$ и три $x(3)$.

Промежуточные параметры $y_{(5,5)}$ и $y_{(5,3)}$ имеют пять термов, а промежуточный параметр $y_{(3,3)}$ имеет 3 термина.

Таблица 1 - Нечёткая база знаний для моделирования переменных

Входной параметр $x_{(5)}$	Входной параметр $x_{(5)}$	Промежуточный результат $y_{(5,5)}$	Входной параметр $x_{(5)}$	Входной параметр $x_{(3)}$	Промежуточный результат $y_{(5,3)}$
н	н	в	н	н	в
нс	н	вс	нс	н	вс
с	н	с	с	н	с
вс	н	нс	вс	н	нс
в	н	н	в	н	н
н	нс	вс	н	с	с
нс	нс	вс	нс	с	с
с	нс	с	с	с	с
вс	нс	нс	вс	с	нс
в	нс	н	в	с	н
н	с	с	н	в	н
нс	с	с	нс	в	н
с	с	с	с	в	н
вс	с	нс	вс	в	н
в	с	н	в	в	н
н	вс	нс	Входной параметр $x_{(3)}$	Входной параметр $x_{(3)}$	Промежуточный результат $y_{(3,3)}$
нс	вс	нс	н	н	в
с	вс	нс	с	н	с
вс	вс	нс	в	н	в
в	вс	н	н	с	с
н	в	н	с	с	с
нс	в	н	в	с	н
с	в	н	н	в	н
вс	в	н	с	в	н
в	в	н	в	в	н
Логическая операция «and»					

Воспользуемся программной средой MatLab Fuzzy Logic Toolbox для определения остаточного ресурса АД с помощью нечёткой логики [3,4].

Основным является разработка m – файла conc.m для управления fis–файлами и для работы всей системы нечёткой логики в целом (осуществляет иерархический вывод по логическому дереву). Каждая система нечёткого вывода имеет по 2 входных фактора, непосредственно влияющих на остаточный ресурс АД. Значения входных факторов изменяются в различных пределах, поэтому следует использовать дополнительный m –файл –нормализатор с диапазоном от –100 до 100.

В связи с тем, что исходная информация распределена, как правило, по случайному закону, для лингвистической оценки каждого фактора нами использованы 3 – 5 термов модификации стандартной функции распределения gaussmf – qgaussmf, которая позволяет использовать как чёткие, так и нечёткие входные величины. Для этого в каталоге создаваемой системы нечёткой логики должны присутствовать файлы qgaussmf, evalfis_vv и qual_inp_gauss.

Система определения остаточного ресурса включает в себя фаззификацию данных, их обратное преобразование и правила.

Для получения результатов нечёткого вывода по заданным факторам используются нечёткие базы знаний типа Mamdani. Для запуска смоделированной системы нечёткой логики в командной строке Matlab вводят, например, следующие данные: conc(-10, 9, 57, 98, -100, 0, 12, 87, 54,-23). Ввод строки завершают командой «Enter». При этом в командном окне Matlab получают значения всех укрупнённых влияющих факторов и максимальный результат вычисления остаточного ресурса Q (в часах) АД с помощью системы нечёткой логики.

Таблица 2 - Результаты работы системы нечёткой логики

Диагностические параметры	Значения параметров, взятые для примера	Значения параметров, приведённые в диапазон от –100 до 100 с помощью нормализатора	Остаточный ресурс асинхронного двигателя в диапазоне от –100 до 100	Остаточный ресурс асинхронного двигателя в часах
Температура статора	70	-77,7778	-47,708	5229,2
Измерение КПД	0,89	-10		
Измерение вибрационной скорости V, мм/с	35	75		
Измерение внешнего магнитного поля	0,25	25		
Продолжение таблицы 2				
Измерение сопротивления изоляции обмоток статора	850	69,9700		
Измерение коэффициента абсорбции изоляции обмотки статора	1,4	-20		
Измерение волновых затухающих колебаний в обмотке	0,37	-26		
Измерение с помощью ультразвука G –модуль сдвига	0,8	60		
Сравнительный анализ спектров токов	0,1	-50		
Оценка состояния подшипников	0,6	20		

Для перевода остаточного ресурса Q асинхронного двигателя из диапазона $[-100; 100]$ в диапазон от 0 до 20000 часов используем формулу (1):

$$Q' = \frac{Q - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \cdot 20000 = 5051,51 \quad (1)$$

где Q' – остаточный ресурс асинхронного двигателя; $X_{\min}$ – минимальное число из диапазона $[-100; 100]$; $X_{\max}$ – максимальное число из диапазона $[-100; 100]$.

Из проделанной работы можно сделать вывод, что трёх методов диагностики достаточно для полного выявления остаточного ресурса асинхронного двигателя, а применять десять разных методов и не целесообразно.

Список литературы:

1. Попова М.С., Грибанов А.А. Методика определения необходимого объёма выполнения диагностики асинхронных двигателей для прогнозирования остаточного ресурса с использованием нечёткой логики // Сборник трудов 12-ой Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука и молодежь – 2015». – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2015. – С. 53-56.
2. Попова М.С., Грибанов А.А. Оценка необходимого объема диагностики асинхронных двигателей для прогнозирования их остаточного ресурса // Сборник материалов III Всероссийской молодежной научной школы-конференции «Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи» / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ООО «СКАН», 2015. – С. 244-248. Режим доступа: <http://portal.tpu.ru:7777/science/konf/ekmee/proceedings/2015>
3. Суханкин Г.В. Система нечеткой логики для определения остаточного ресурса асинхронного двигателя в условиях агропромышленного комплекса // Ползуновский вестник. – 2011. – № 2/2. – С. 187–194
4. Алексеев А.Н. Обработка нечёткой информации в системах принятия решений. – М: Радио и связь, 1989. – 304 с.

Сравнительный анализ центрального энергоснабжения и мини-ТЭЦ

Самигуллин А.Д., Ибрафиллов И.Х., Галиакбаров А.Т.

Набережночелнинский институт (филиал) К(П)ФУ, Россия, г. Набережные Челны

E-mail: samigullin86@mail.ru, irmaris@yandex.ru, azatgaliakbarov@yandex.ru

Введение: На сегодняшний день существует множество аргументов в защиту выбора когенерационных установок.

Мини-ТЭЦ обладают замечательными особенностями: дешевизной электро- и теплоэнергии, близостью к потребителю, отсутствием необходимости в дорогостоящих ЛЭП и подстанциях, экологической безопасностью, мобильностью, легкостью монтажа и многими другими факторами.

Сооружение когенерационных установок небольшой мощности, как в нашем случае, не требует существенных затрат. Также, учитывая различие в себестоимости вырабатываемой электро- и теплоэнергии и тарифами монопольных энергопроизводителей, использование мини-ТЭЦ экономически очень эффективно. После произошедшего в недавнее время увеличения тарифов на электроэнергию и тепло экономическая привлекательность мини-ТЭЦ стала еще более очевидной. Выработка электро- и теплоэнергии собственными мини-ТЭЦ за последнее время стала прибыльным делом.

Сравним затраты при централизованном теплоэлектроснабжении жилого комплекса и в случае работы собственной мини-ТЭЦ.

Центральное энергоснабжение: Для расчета годовых затрат при централизованном энергоснабжении количества электроэнергии и тепловой энергии за год выбираем производимое количество электроэнергии и тепловой энергии в год когенерационной установкой.

Годовое потребление тепловой энергии + горячее водоснабжение за год составит:

$Q_{от} = 52520$ Гкал

Тариф на тепловую энергию составляет 1415 руб./Гкал.

Затраты на потребление тепловой энергии равны:

Годовое потребление электроэнергии будет равно:

$Q_{э.э} = 61632 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$

Тариф на электроэнергию $= 4,2 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$.

На рисунке 1. представлена диаграмма долевого составления затрат на электрическую энергию и тепловую энергию при централизованном энергоснабжении.



Рис. 1. Годовые затраты при централизованном энергоснабжении

Энергоснабжение от мини-ТЭЦ: Затраты при энергоснабжении от мини –ТЭЦ включает закупку когенерационных установок и газораспределительного пункта, поставку природного газа, масло для двигателя когенерационной установки и эксплуатационные затраты.

Годовое потребление природного газа:

Тариф на природный газ $= 3,88 \text{ руб./м}^3$.

$Q_{\text{газ}} = 1746 \cdot 8560 / 1000 = 14\,946\,000 \text{ м}^3/\text{год}$

Годовые затраты на расход масла двигателем рассчитываются по формуле:

Стоимость масла $= 306 \text{ руб./кг}$.

$S_{\text{масло}} = 8560 \cdot 1,2 \cdot 7200 = 73958 \text{ кг/год}$.

Стоимость когенерационных установок в количестве 6 штук составляет 3 726 000 евро (204 930 000 руб.)

ГРП и трубопроводы 1 200 000 руб.

Трубопроводы для тепловых сетей 8 998 400 руб.

Из рисунка 2 видно, что большую часть (63%) годовых затрат приходится на покупку природного газа. Далее по значимости идут амортизационные отчисления, отчисления по кредиту, и последними по объему, но не по значимости, эксплуатационные расходы.

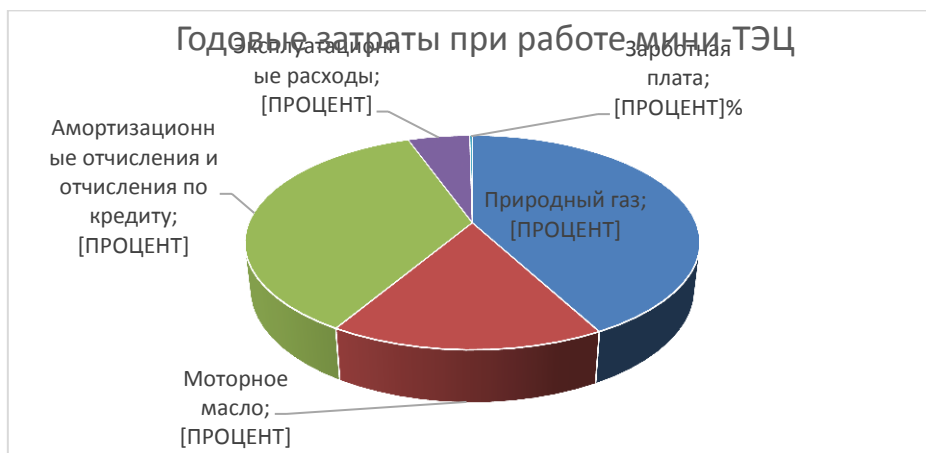


Рис. 2. Годовые затраты при работе мини-ТЭЦ

Сравнительный анализ двух вариантов энергоснабжения

Для сравнения вариантов энергоснабжения проанализируем проведенные расчеты. Для удобства сравнения расчеты представим в виде таблицы 1. Годовые затраты на централизованное теплоэлектроэнергоснабжение выше, чем производственные затраты, связанные с работой мини-ТЭЦ.

Суммарные годовые затраты в первом варианте составляют 333 170 337 руб., во втором 137 645 505,4 руб. Такая разница в годовых затратах дает возможность не только окупить затраты, связанные с приобретением и монтажом оборудования для мини-ТЭЦ, но и принести прибыль впоследствии.

Таблица 1. Техничко-экономическое сравнение вариантов

Наименование показателя	Вариант 1 (централизованное энергоснабжение)	Вариант 2 (мини-ТЭЦ)
Расчетный период	7 лет	
Норма приведения	10%	
Среднегодовое потребление тепла	21976 Гкал	

Продолжение Таблицы 1

Среднегодовое потребление электроэнергии	12200000 кВт*ч	
Приведенный расчетный период	4,868 года	
Затраты на приобретение оборудования	-	240 943 808 руб.
Годовые затраты на энергоснабжение	333 170 337 руб./год	137 645 505,4 руб./год
Годовая чистая прибыль	-	195 524 831,6 руб./год

Окупаемость.

Расчетный срок окупаемости использования когенерационных установок при 100% нагрузке составил 26 месяцев или 2,15 года.

Себестоимость энергии, произведенной когенерационной установкой

Экономичность и надежность работы мини-ТЭЦ, а также степень использования установленного оборудования и качество обслуживания и ремонта его оценивается обобщенным показателем - себестоимостью единицы выработанного тепла и электроэнергии. Себестоимость выпускаемой продукции является определяющим показателем хозяйственной деятельности предприятия. Поэтому значение величины и структуры себестоимости продукции является необходимым условием для осуществления хозяйственного расчета и снижения себестоимости продукции.

Расчетная себестоимость электрической энергии при выработке когенерационной установкой составляет 0,512 руб./кВт*ч.

Расчетная себестоимость тепловой энергии при выработке когенерационной установкой составляет 1081 руб./Гкал.

Сравнительные графики тарифов электрической энергии и тепловой энергии представлены на рис.3.

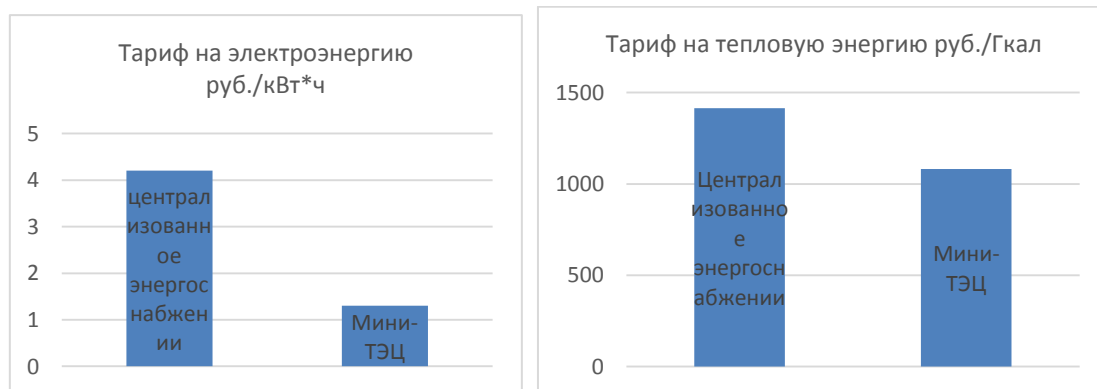


Рис. 3. Сравнение тарифов электрической и тепловой энергии.

Вывод. Как видно из результатов расчета, развитие «малой» когенерации в Республике Татарстан, предусматривающее строительство мини-ТЭЦ на базе газопоршневых энергоблоков, является экономически выгодным. Помимо низкого тарифа на тепловую энергию это обеспечивает повышение надежности тепло- и электроснабжения городов, обеспечивает высокую

эффективность использования топлива, снижение потерь электрической энергии на транспортировку и трансформацию.

Список литературы

1. Вагин Г.Я. Петрицкий С.А. Энергоснабжение. Издательство Нижегородской государственной технический университет им. Р.Е. Алексеева. 2007.
2. Исследования и разработки Сибирского отделения Российской академии наук в области энергоэффективных технологий отв. ред. С.В. Алексеенко. Издательство СО РАН 2009 г. С. 399.
3. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий М: 2010 "Энергия", 584 с.
4. Храмов С., Общие сведения о мини-ТЭЦ [Электронный ресурс]: Информационная система по теплоснабжению – Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=769

Гибридные полимерные системы для протонпроводящих мембран

Усманов Р.Т., Лебедева О.В.

*Иркутский национальный исследовательский технический университет, Россия, г. Иркутск
e-mail: lebedeva@istu.edu*

Наиболее перспективными и экологически чистыми источниками электрической энергии являются топливные элементы. Они способны осуществлять прямое взаимодействие химической энергии в электрическую. Коэффициент полезного действия таких устройств существенно выше, чем двигателей внутреннего сгорания [1-3]. Еще одной немаловажной причиной использования энергосистем на основе топливных элементов является возможность их применения в регионах, куда доставка электроэнергии, получаемой традиционными способами, существенно затруднена, например, в условиях крайнего севера.

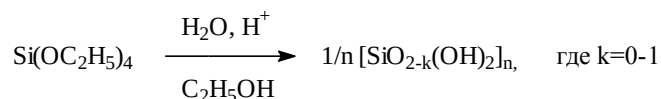
Топливные элементы обладают также и другими преимуществами перед традиционными источниками энергии, такими как небольшие размеры, компактность, малый вес. Они бесшумны в работе, экономичны с точки зрения потребления топлива, а главное абсолютно экологически чистые, поскольку при их работе не происходит выделения вредных веществ в атмосферу [3].

Ключевым узлом топливных элементов является протонпроводящая мембрана. Высокая протонная проводимость не единственное условие, которому должны отвечать мембраны. Конструктивно – технологическое исполнение мембран являются компромиссом многочисленных противоречивых требований. Мембрана должна обладать по возможности меньшей толщиной для уменьшения электрических потерь на собственное сопротивление. С другой стороны, она должна иметь достаточные толщину и однородность, чтобы надежно разделять газовые и топливные потоки на аноде и катоде. Она должна быть электронным изолятором и обладать по возможности наибольшей протонной проводимостью. Мембрана должна быть химически стойкой и совместимой со сложной структурой каталитических, газодиффузионных и контактных слоев, обеспечивая наименьшие потери на интерфейсных границах, не “отравляя” катализаторы в процессе работы во всех диапазонах рабочих температур и влажности [3,4].

Существующие коммерческие мембраны обладают высокой протонной проводимостью, химической и механической устойчивостью, но высокая стоимость и ряд технологических недостатков (таких как резкое уменьшение проводимости при низкой влажности; сравнительно высокая проницаемость мембран по водороду) ограничивают их практическое применение.

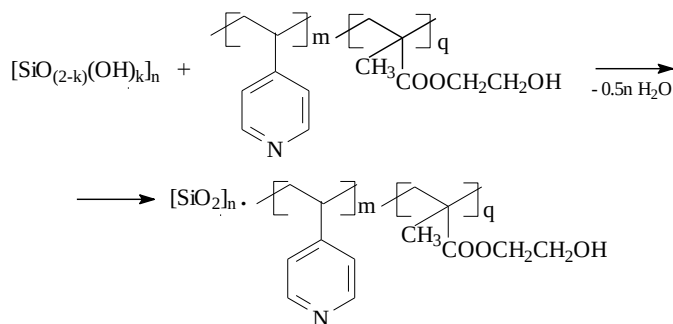
С целью разработки новых гибридных протонпроводящих мембран представляло интерес получение сополимеров 4-винилпиридина с 2-гидроксиэтилметакрилатом и последующее вовлечение их в золь-гель синтез с участием тетраэтоксисилана, формирование эластичных пленок на основе продуктов золь-гель синтеза, определение протонообменной активности и механических характеристик полученных мембран.

В качестве прекурсора для получения органо-неорганических гибридных мембран в работе использовался тетраэтоксисилан (ТЭОС). Участие тетраэтоксисилана в золь-гель процессе преследовало целью образование нерастворимого в воде и органических растворителях продуктов за счет формирования трехмерной силесквioxановой структуры сетчатых полимеров в соответствии с приведенным уравнением:



Повышения протонной проводимости мембран предполагалось добиться при формировании пленок на основе гибридных композитов. Получение исходных растворов композитов, предназначенных для формирования полимерных пленок, осуществляли путем гидролиза ТЭОС в присутствии (со)полимеров из водно-спиртовых растворов в отсутствие катализатора. Роль кремниевого блока таких систем сводится, в основном, к улучшению транспорта протонов.

Образующиеся полиорганосилоксаны содержат значительное число свободных силанольных групп и в смеси с сополимером 4-ВП-ГЭМА представляют собой золи, последующая термическая обработка которых приводит к гелям, состоящим из диоксида кремния, в сетчатую структуру которого прочно интеркалированы макромолекулы органического сополимера:



- Золь–гель синтезом с участием таких сополимеров и тетраэтоксисилана получены гибридные мембраны, состоящие из полимерной матрицы, в которой равномерно распределены частицы гидратированного диоксида кремния. Мембраны характеризуются протонной проводимостью до 1.85×10^{-2} См/см, ионообменной емкостью – 2,1 мг-экв/г, термостойкостью - 412 °С, прочностью при разрыве - 55.5 МПа, относительным удлинением – 15 %. Энергия активации протонной проводимости составляет 12 ± 2 кДж/моль.
- Гибридные мембраны на основе сополимера 4-винилпиридина с 2-гидроксиэтилметакрилатом и диоксида кремния позволяют рассматривать их как перспективные для дальнейших исследований в качестве мембранных материалов для топливных элементов.

Список литературы:

1. Добровольский Ю.А., Писарева А.В., Леонова Л.С., Карелин А.И. Новые протонпроводящие мембраны для топливных элементов и газовых сенсоров // Альтернативная энергетика и экология. – 2004. – Т.20. – №12. – С.36–41.
2. Иванчев С.С., Мякин С.В. Полимерные мембраны для топливных элементов: получение, структура, модифицирование, свойства // Успехи химии. – 2010. – Т.79. – №2. – С.117–134.
3. Е.А. Захаренко, В.Д. Буров. Эффективная малая энергетика: Топливные элементы // Турбины и дизели. – 2006. – С.40-43.
4. Chesnokova A.N., Lebedeva O.V., Pozhidaev Yu.N., Ivanov N.A., Rzhechitskii A.E. Synthesis and Properties of Composite Membranes for Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells // Advanced Materials Research. – 2014. – V. 884-885. – P. 251-256.

Система позиционирования датчиков внешнего магнитного поля для повышения эффективности диагностики технического состояния элементов электроэнергетических систем

Пашали Д.Ю., Юшкова О.А., Денисенко А.В., Айгузина В.В.

ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет», г. Уфа
e-mail: sunny_oks@mail.ru

Разработка приборных технических средств диагностирования и контроля элементов электроэнергетических систем (ЭЭС) в настоящее время весьма актуальна. Высокую достоверность результатов контроля диагностических параметров и характеристик ЭЭС с заданной погрешностью измерения обеспечивает применение в диагностических комплексах датчиков, отвечающих требованиям стандартов. Важным является способ и оптимальные зоны размещения датчиков при диагностике ЭЭС по внешнему магнитному полю (ВМП), поэтому для повышения достоверности диагностической информации авторами разработана система позиционирования датчиков ВМП.

Авторами разработан позиционируемый датчик 1 (рис. 1), представляющий собой индуктивный датчик или тесламетр, в конструктивном исполнении, позволяющем измерять индукцию или напряженность магнитного поля в ограниченных элементах пространства, («точках»). Датчик соединен гибкими проводами с измерительными преобразователями и через них с вычислительно-индикаторным устройством, например, персональный компьютер (ПК). Механизм перемещения поз. 3,5,7 состоит из преобразователя вращательного движения в поступательное, с ручным приводом или приводом от шагового двигателя, например, самотормозящая пара винт-гайка, с компенсатором зазоров. Измеритель поступательного перемещения поз. 3,4,6 состоит из датчика перемещения и сумматора. Для получения удовлетворительной повторяемости результатов измерений погрешность измерений не должна превышать 1 %. Для преобразователя движения «винт-гайка» с ручным приводом в качестве измерителя может быть использован лимб, обеспечивающий точность до 0,01 мм. В механизмах с электрическим шаговым приводом могут быть использованы датчики угла поворота или перемещения с цифровыми преобразователями сигнала для ПК. При промышленном использовании метода координаты точек измерения даются в программе испытаний или в технических условиях на ЭЭС.

Перемещение датчика по осям в зависимости от угла поворота винта механизма (ходового винта), перемещающего датчик определяется соотношениями:

$$S_x = \varphi_x t_x; S_y = \varphi_y t_y; S_z = \varphi_z t_z,$$

где $\varphi_x = 2\pi n_x$, $\varphi_y = 2\pi n_y$, $\varphi_z = 2\pi n_z$; n_x, n_y, n_z и t_x, t_y, t_z – угол поворота винта, число оборотов и шаг резьбы ходового винта по осям x, y, z.

Отсчет координаты точки пространства, где измеряется значение ВМП, проводится относительно пересечения поперечной и продольной плоскостей симметрии ЭЭС с поверхностью исследуемого ЭЭС, например, середина активной длины полюса на радиусе наружной поверхности корпуса. Точность измерения перемещения обеспечивалась выбором лимба с 100 делениями, жестко связанным с винтом. При повороте винта на одно деление лимба угол поворота равен $\varphi = 2\pi/100$. Так как использовался винт с шагом $t=1$ мм, то при повороте его на одно деление лимба перемещение гайки и связанного с ней датчика составляет $S = t/100$, т.е. 0,01 мм.

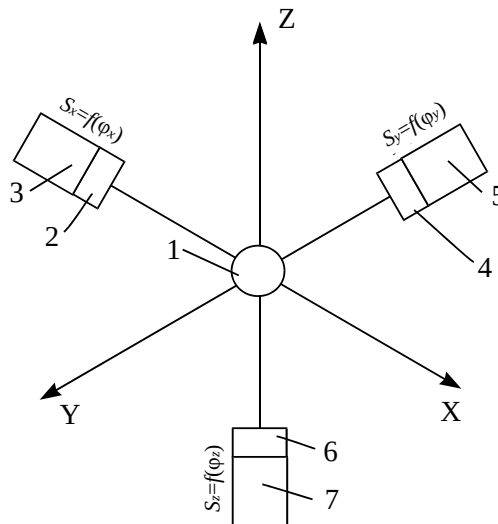


Рис. 1. Система позиционирования датчика внешнего магнитного поля

Датчик устанавливался над заданными точками поверхности ЭЭС по определенным траекториям, образующим на поверхности сетку.

Траектории прокладывались по областям наибольшей концентрации магнитных силовых линий внешнего поля: по линии пересечения наружной поверхности и продольной плоскости симметрии полюса и окружностям пересечения с поверхностью поперечных плоскостей, проходящих через центр полюса, по его торцу и между ними с интервалом 1/16 длины корпуса. Учитывалось, также, что пазы, выступы и примыкающие к внешней поверхности ферромагнитные

детали являются концентраторами магнитного поля, и поэтому, существенно влияют на картину внешнего поля. У исследуемой модели ЭЭС такого рода элементами являлись винты крепления полюсов.

При измерениях поля на поверхности ЭЭС датчик Холла тесламетра прикладывался вплотную к поверхности, а так как он имеет толщину 0,5 мм, то фактически индукция магнитного поля измерялась на расстоянии 0,25 мм от поверхности, т.е. в непосредственной близости от неё. Для исследования путей замыкания магнитного потока замеры также производились на удалении 3...10 мм.

При использовании метода в промышленных условиях датчики Холла закрепляются стационарно на поверхности ЭЭС. Для преобразования и вывода сигнала необходимы приборы с выходом на ПК.

Обработка результатов эксперимента производится с учетом положений, изложенных в [1]. Для нахождения истинных значений измеряемой величины определялось среднее значение результатов измерений, среднеквадратическое отклонение и по числу измерений (10), по таблицам определялась доверительная оценка, и для надежности 0,99 интервал, в который заключено истинное значение величины.

Из анализа влияния координаты расположения оси датчика на поверхности ЭЭС следует, что напряженность внешнего магнитного поля изменяется в зависимости от координаты z и при переходе от середины индуктора к его краю снижается, при числе пар полюсов $p=1$ и изменение составляет 32%, при $p>1$ – 24%.

Таким образом, разработан позиционируемый датчик, позволяющий измерять индукцию или напряженность магнитного поля в ограниченных элементах пространства для повышения достоверности результатов контроля диагностических параметров и характеристик ЭЭС, а также для повышения эффективности диагностических систем в целом.

Список литературы:

1. ГОСТ 8.207-76 Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения. Издательство стандартов. – М. – 1986.

Макетный образец высокоэффективного каскадного генератора

Родыгин А.А., Муртазин Р.Р., Ильметов Д.Р., Гумерова М.Б., Гареев Р.И.

Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, г. Уфа

E-mail: denisbalvan@mail.ru

В связи с намеченным у нас в стране курсом на модернизацию производства появилась возможность заменить существующую, разработанную в начале прошлого века конструкцию гидрогенераторов на современную каскадную синхронно-асинхронную.

Профессоры В.А. Кулинич и С.В. Шапиро предложили идею каскадного синхронно – асинхронного генератора (КСАГ).

Основные преимущества предлагаемого устройства:

- полное отсутствие скользящих контактов;
- повышение устойчивости конструкции (несколько подшипников вместо одного подпятника);
- существенное улучшение гидротехнических условий работы приводной турбины, которое позволяет увеличить частоту вращения ротора;
- исключение дополнительных конструктивных деталей, в частности, спиц ротора и, как следствие, уменьшение габаритного объема.

(КСАГ) представляет собой каскад из четного числа электромеханических преобразователей одинаковых габаритов, расположенных на одном валу. Его первая ступень состоит из обращенного синхронного генератора, обмотки возбуждения которого вместе с полюсами находятся на статоре и питаются постоянным напряжением. Трехфазная якорная обмотка располагается на роторе, который приводится во вращение с частотой гидротурбины, соединенной с валом, на котором располагаются роторы всех ступеней каскадного генератора. Все остальные ступени - асинхронные преобразователи, работающие в режиме тормоза. Промежуточные статоры всех ступеней, кроме последней, выполнены с возможностью вращения в сторону, противоположную вращению роторов, а статор последней ступени - неподвижным и его статорная обмотка подключена к выходным клеммам генератора, а число ступеней выполнено

четным [2]. Поэтому существует необходимость создания макета данного каскада, чтобы исследовать в реальных условиях все его возможности.

Процессы изготовления и *испытания макетов*, опытных образцов и серий машин также являются основными процессами подготовки производства. Они называются экспериментальными производственными процессами. Целью этих процессов является создание макетов моделей, опытных образцов и первых установочных партий новых изделий. Экспериментальные производственные процессы состоят в изготовлении деталей и сборочных единиц новых изделий, осуществлении сборочно-монтажных и регулировочных работ, испытании готовых изделий и обобщении данных испытаний в целях отработки технической документации на основе анализа этих данных. Эти процессы выполняются в макетных мастерских, лабораториях, в опытных цехах и производствах, а при изготовлении установочной партии - непосредственно в цехах серийного производства. Далее необходимо провести *испытание макета*, если требуется, выполнить корректирование конструкции и снова провести испытание.

При разработке технического проекта возможно также изготовление и *испытание макетов* [3].

С целью экспериментально-теоретического изучения работы синхронно-асинхронного каскада должен быть собран макет.

Он состоит из восьми серийных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором работающих в режиме противовключения IP44 со следующими номинальными данными: – мощность – 2 кВт при повторно-кратковременном режиме работы S3 – 40%; – напряжение питания 380/220 В трехфазное от сети 50 Гц; – угловая скорость ротора – 187,5 об/мин. Обмотка ротора соединена трехфазной звездой, концы которой выведены на контактные кольца. Валы роторов всех восьми машин соединены стандартными муфтами и могут приводятся во вращение серийным двигателем постоянного тока. Номинальные данные асинхронных двигателей позволяют заключить, что они имеют $2p = 4$ полюсов и рассчитаны на длительную (не повторно-кратковременную) мощность 2000 Вт.

На рис. 1 дана схема соединения статорных и роторных цепей всех восьми асинхронных агрегатов и приводного двигателя постоянного тока.

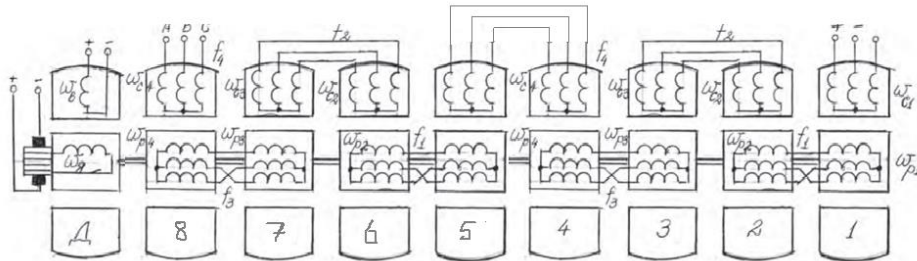


Рис. 1 Схема соединения макетного образца

У агрегата 1 две фазные статорные обмотки $w_{с1}$ соединены последовательно и на них подано постоянное напряжение подмагничивания. Обмотка третьей фазы не подключена. В результате при вращении ротора со скоростью n в его обмотке $w_{р1}$ наводится ЭДС с частотой f_1 , равной

$$f_1 = \frac{pn}{60} = \frac{n}{20}$$

При $n = 250$ об/мин частота $f_1 = 12,5$ Гц.

Роторная обмотка $w_{р1}$ питает роторную обмотку генератора 2 - $w_{р2}$, последовательность фаз которой противоположна чередованию фаз обмотки $w_{р1}$. Поэтому трехфазный ток обмотки $w_{р2}$ создает магнитное поле, вращающееся в ту же сторону, что и сам ротор, и с той же скоростью. В результате относительно неподвижного статора агрегата 2 поле вращается со скоростью $2n$ и наводит в его обмотке $w_{с2}$ ЭДС с частотой $f_2 = 2f_1$. При $n = 250$ об/мин. $f_2 = 25$ Гц. В свою очередь обмотка $w_{с2}$ питает статорную обмотку агрегата 3 - $w_{с3}$. Последовательность фаз этой обмотки также противоположна последовательности фаз обмотки $w_{с2}$. Следовательно, магнитное поле, создаваемое током обмотки $w_{с3}$ вращается со скоростью $2n$ в сторону, противоположную вращению ротора агрегата 3. В результате в обмотке этого ротора $w_{р3}$ наводится ЭДС с частотой

$$f_3 = 3 \frac{pn}{60} = \frac{3n}{20}$$

При $n = 250$ об/мин. частота $f_3 = 37,5$ Гц.

И наконец, эта ЭДС создает в обмотке ротора агрегата 4 - w_{p4} трехфазный ток, который, будучи все также соединен со встречным чередованием фаз по отношению к w_{p3} , создает магнитное поле, вращающееся в ту же сторону, что и ротор. Скорость вращения этого магнитного поля равна:

$$n_3 = \frac{60 f_3}{p} = 3n$$

Следовательно, в обмотке статора агрегата 4 наводится ЭДС с частотой $f = f_4 = 4f_1$. При $n = 250$ об/мин. частота $f_4 = 50$ Гц.

Вместе с ростом частоты от ступени к ступени возрастает выходная мощность каждого агрегата в соответствии с известной формулой асинхронной машины.

$$P_p = P_{эм} s,$$

где $P_{эм}$ – электромагнитная мощность, передаваемая от статора к ротору; P_p – мощность, теряемая в цепи ротора; s – скольжение ротора (отношение его скорости вращения к скорости вращения магнитного поля, создаваемого током статора), получаем следующую формулу:

$$P_p \cong P_c \frac{f_p}{f_c},$$

где $P_c = P_{эм} + \Delta P_c$ – мощность, подводимая к статорной обмотке; ΔP_c – потери в статорной обмотке и в стали сердечника статора.

Если пренебречь в первом приближении потерями ΔP_c , мы и получим формулу (5), так как $s = f_p/f_c$. В нашем каскаде ротор и статор каждого агрегата поочередно меняются местами, поэтому более правильно говорить о первичной и вторичной обмотках, но суть от этого не меняется – выходная мощность каждой ступени возрастает пропорционально частоте.

Каскадный синхронно-асинхронный бесконтактный генератор может быть использован в качестве тихоходного источника электроэнергии взамен многополюсных синхронных машин. При проектировании каскада следует его первую ступень – синхронный генератор – выполнить явнополюсным для уменьшения индуктивного сопротивления реакции якоря. Обмотку возбуждения синхронного генератора следует спроектировать с учетом размагничивающего действия продольной реакции якоря примерно в 2–3 раза больше, чем у стандартных машин соответствующей мощности.

Список литературы:

1. Шапиро С.В. Каскадный синхронно- асинхронный генератор [Текст] / С.В. Шапиро, В.А. Кулинич // Электротехника. – № 1. – 2002 г. – С. 25–28.
2. Патент № 17363 Российская Федерация, МПК7 G01B13/00 Синхронный тихоходный генератор [Текст] / С.В. Шапиро, В.А. Кулинич.; заявитель и патентообладатель Уфимский технологический институт сервиса (RU). – № 2000118870/20; заявл. 17.07.2000; опубл. 27.03.01.
3. <http://cyberleninka.ru/article/n/kaskadnyy-beskontaktnyy-chetyrehstupenchatyy-generator>

О необходимости разработки стандарта, регламентирующего общие требования к проектированию схем выдачи мощности электростанций малой мощности

Абеуов Р.Б.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: Abeuov_rb@list.ru

Электростанции малой мощности (ЭСММ), к которым в основном относятся газотурбинные (ГТЭС) и газопоршневые (ГПЭС) электростанции, в последние два десятилетия получили широкое распространение в электроэнергетике Российской Федерации.

Основная доля уже эксплуатируемых и вновь вводимых электростанций малой мощности приходится на нефтегазодобывающие районы страны. Такая тенденция является оправданной, поскольку потребители электрической энергии нефтегазовых месторождений, как правило, распределены по значительной территории, единичные мощности нагрузок таких потребителей

являются относительно небольшими, при этом в непосредственной близости от потребителей электрической энергии имеются значительные запасы попутного газа, извлекаемого при добыче нефти. Кроме того, значительная загруженность и изношенность электрических сетей системы централизованного электроснабжения, а также нецелесообразность и высокая стоимость строительства крупных тепловых электростанций, являются факторами, сдерживающими рост электрических нагрузок в указанных районах и обосновывающими необходимость ввода ЭСММ.

Во многом катализатором бурного роста генерирующих мощностей в нефтегазодобывающих районах страны, основу которых составляют газотурбинные и газопоршневые электростанции стало появление Постановления Правительства РФ №7 от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».

Установленная мощность таких электростанций, как правило, соизмерима с мощностью электрических нагрузок месторождений, в которых они вводятся. Однако во многом установленная мощность электростанций малой мощности зависит от запасов попутного газа на месторождениях. В энергосистемах Российской Федерации наибольшее распространение получили электростанции малой мощности с силовыми установками до 12 МВт, созданные на базе авиационных и судовых силовых двигателей [1].

Основными конструктивными особенностями таких силовых установок, влияющими на режимы их работы в составе энергосистем, являются:

Небольшие значения постоянных инерций вращающихся частей, определяющие маневренность агрегатов ЭСММ и достаточно высокую скорость протекания электромеханических переходных процессов при внешних возмущениях в ЭЭС.

Газовые турбины (ГТ) обладают худшей управляемостью по сравнению с паровыми турбинами (ПТ). Если у ПТ система управления воздействует непосредственно на подачу рабочего тела в турбину, то у ГТ регулирование осуществляется изменением подачи топлива или воздуха в камеру сгорания при неизменной производительности компрессора. В результате, регулирование скорости вращения турбоагрегата осуществляется медленнее, чем у паровой турбины, отсутствует и возможность импульсной разгрузки газовой турбины при аварийных сбросах электрической нагрузки. Несовершенная система регулирования ГТ не обеспечивает сохранения агрегатов в работе при полных сбросах мощности [2].

В настоящее время генераторы большинства электростанций малой мощности снабжены автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) пропорционального типа, которые, как известно, не позволяют обеспечить высоких пределов статической устойчивости ЭЭС. При этом многие генераторы ЭСММ оснащены упрощёнными статическими тиристорными системами возбуждения. Недостатком таких систем возбуждения является отсутствие у них последовательных силовых трансформаторов, используемых в схемах их питания от шин электростанции. При отсутствии таких трансформаторов близкие короткие замыкания вызывают не форсировку, а расфорсировку возбуждения [3].

Влияние конструктивных особенностей силовых агрегатов ЭСММ и их систем управления на режимы работы электростанций в составе энергосистем необходимо оценивать ещё на ранних этапах проектирования.

Помимо конструктивных особенностей электростанций малой мощности на режимы их работы в составе ЭЭС значительное влияние оказывает способ эксплуатации. Электростанции малой мощности работают, либо в составе автономных энергосистем, там они составляют основу генерации, либо по линиям электропередачи параллельно с энергосистемами, входящими в ЕЭС России.

При автономном режиме работы на электростанцию малой мощности ложатся все задачи регулирования напряжения и частоты.

Характер работы электростанции малой мощности в составе автономных энергосистем во многом зависит от величины мощности нагрузки, частоты и глубины её колебаний, а также наличия в её составе мощных синхронных и асинхронных двигателей. Электростанция малой мощности, работая в регулировочном режиме, должна обеспечивать надёжное электроснабжение потребителей при сбросах и набросах нагрузок, а также пусках синхронных и асинхронных двигателей. При этом в случае останова электростанции произойдёт полная потеря электроснабжения потребителей, так как в отличие от ЭСММ, работающих в составе концентрированных энергосистем, при автономной работе практически отсутствует возможность резервирования электроснабжения потребителей. В автономном режиме работы электростанции малой мощности эксплуатируются в основном в удалённых районах страны, в которых

невозможна, либо очень затратна организация электроснабжения потребителей от системы централизованного электроснабжения.

Включение автономно работающих и подключение новых электростанций малой мощности к концентрированной энергосистеме осуществляется в следующих случаях:

Возникает необходимость и появляется техническая возможность подключения автономно работающего энергорайона с ЭСММ к концентрированной энергосистеме для повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Появляется возможность полного или частичного перевода электроснабжения потребителей энергорайона от концентрированной ЭЭС к источнику с более низкой стоимостью электрической энергии, при этом для обеспечения надёжности электроснабжения связь с концентрированной энергосистемой сохраняется. Высокая нагрузка существующих электрических сетей концентрированной энергосистемы сдерживает рост электрических нагрузок в энергорайоне.

Проведенные исследования, а также анализ опыта эксплуатации электростанций малой мощности показал, что их подключение к электрическим сетям энергосистемы сопряжено с появлением целого ряда эксплуатационных задач, требующих решения [4], основными из которых являются:

Обеспечение нормируемого значения частоты в энергорайоне с электростанцией малой мощности при системных авариях в энергосистеме.

При возникновении системной аварии, повлекшей за собой недопустимое снижение частоты в ЭЭС, генераторы ЭСММ, работающие параллельно с энергосистемой, будут отключены технологическими защитами, что в свою очередь приведет к еще большему снижению частоты и массовому нарушению электроснабжения потребителей энергорайона, в котором эксплуатируется ЭСММ. Обеспечение нормируемых значений напряжений на подстанциях энергорайона с электростанцией малой мощности при системных авариях в энергосистеме.

Недопустимое снижение напряжения в результате системной аварии в ЭЭС может повлечь за собой возникновение лавины напряжения, которая приведёт к массовому нарушению электроснабжения потребителей и останову агрегатов ЭСММ.

Обеспечение статической устойчивости энергосистем с электростанциями малой мощности.

Нарушение статической устойчивости может произойти в результате возникновения аварийных возмущений на слабых связях энергосистемы, обладающих низкими пределами передаваемой мощности по условию обеспечения статической устойчивости.

Обеспечение динамической устойчивости генераторов электростанций малой мощности при параллельной работе с энергосистемой.

Нарушение динамической устойчивости генераторов ЭСММ может произойти при авариях, вызванных значительными возмущениями в энергосистеме, такими как короткие замыкания, отключения крупных блоков электростанций и т.д.

Наиболее частыми причинами нарушения динамической устойчивости являются затяжные короткие замыкания. Их возникновение в электрической сети ЭЭС может привести к выпадению из синхронизма генераторов электростанций малой мощности, что еще более усугубляется малыми значениями постоянных инерций таких агрегатов.

Обеспечение уменьшения подпитки места короткого замыкания (КЗ) от электростанций малой мощности при параллельной работе с энергосистемой.

Появление генераторов на среднем или низком напряжении подстанции распределительной сети приводит к утяжелению режима короткого замыкания в ЭЭС, поскольку генераторы ЭСММ выступают в качестве источников подпитки места короткого замыкания, тем самым увеличивая значение тока КЗ.

Наличие подпитки места короткого замыкания от электростанции малой мощности во многом зависит от режима заземления нейтрали трансформаторов подстанции, через которую осуществляется подключение энергорайона с ЭСММ к электрической сети энергосистемы.

У многих подстанций распределительной сети нейтрали трансформаторов не заземлены, что может повлечь за собой угрозу перенапряжения в них. Это обстоятельство делает необходимым заземление нейтралей хотя бы части трансформаторов, что в свою очередь потребует пересчёта уставок устройств релейной защиты и их перенастройки, на что сетевые компании идут крайне неохотно.

Обеспечение необходимости замены устройств автоматики и перенастройки устройств релейной защиты на существующих электросетевых объектах.

В связи с подключением к энергосистеме энергорайона с ЭСММ или отдельной электростанции к существующей подстанции распределительной сети возникает необходимость в

замене устройств сетевой автоматики и перенастройке устройств релейной защиты на уже эксплуатируемых электросетевых объектах. Это обусловлено тем, что распределительная сеть с односторонним питанием с появлением в её составе ЭСММ преобразуется в электрическую сеть с двухсторонним питанием. Потребуется замена автоматики повторного включения (АПВ) на всех воздушных линиях электропередачи, входящих в схему выдачи мощности ЭСММ, на АПВ с контролем синхронизма. Кроме того, на подстанциях распределительной сети необходимо выполнить замену автоматики включения резерва (АВР) на АВР с контролем синхронизма. Перечисленные мероприятия, также требуют от сетевых компаний дополнительных финансовых затрат.

Оценка возможности возникновения каких-либо из перечисленных проблем в процессе эксплуатации ЭСММ при параллельной работе с концентрированной энергосистемой должна осуществляться на первых этапах проектирования при разработке схемы выдачи мощности электростанции.

В настоящее время для разработки схем выдачи мощности электростанций, как крупных – тепловых и гидравлических, так и малой мощности – газотурбинных и газопоршневых, проектными организациями используется стандарт РАО «ЕЭС России» «Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций». Однако этот стандарт, в большей степени, ориентирован на разработку схем выдачи мощности крупных электростанций, осуществляющих выдачу значительной части вырабатываемой электрической энергии в сеть энергосистемы, и не учитывает особенности эксплуатации электростанций малой мощности, к которым можно отнести следующие:

Электростанции малой мощности подключаются, в основном, к шинам низкого напряжения подстанций распределительной электрической сети. В схему выдачи мощности электростанций малой мощности входят существующие линии электропередач распределительной электрической сети. Большая часть вырабатываемой электростанциями малой мощности электрической энергии потребляется по месту её выработки.

Эксплуатация электростанций малой мощности осуществляется в распределительных электрических сетях с изолированной нейтралью.

Для учёта особенностей эксплуатации ЭСММ, при проектировании схем выдачи мощности требуется доработка существующего или разработка нового стандарта, регламентирующего требования к разработке схем выдачи мощности ЭСММ.

Разработка подобного документа, регламентирующего чёткие требования к проектированию схем выдачи мощности ЭСММ, позволило бы подвести единую нормативную базу по данному вопросу и в будущем значительно упростить процедуру проектирования и согласования проектной документации.

Список литературы:

1. Борисов Ю.В., Гуревич Ю.Е., Пойдо А.И., Хвоцинская З.Г. О применении газотурбинных генераторов в энергосистемах России // Электричество. – 1995. – № 11. – С. 2–7.
2. Гуревич Ю.Е., Каспаров Э.А., Лабунец И.А., Хвоцинская З.Г., Шакарян Ю.Г. О применении турбогенераторов различных типов на парогазовых и газотурбинных станциях // Электричество. – 1996. – № 4. – С. 2–7.
3. Гуревич Ю.Е., Мамиконянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Проблемы обеспечения надёжного электроснабжения потребителей от газотурбинных электростанций небольшой мощности // Электричество. – 2002. – № 2. – С. 2–9.
4. Шабалина Ю.В., Абеуов Р.Б. О проблемах подключения энергорайонов с электростанциями малой мощности к электрическим сетям энергосистем // Интеллектуальные энергосистемы: сб. трудов II междунар. молодёжного форума, Томск, 6-10 октября 2014 г. / ТПУ. – Томск, 2014. – Т. 2. – С. 179-183.

Расчет солнечной электроустановки

Ахмадуллин Р.З., Афлятонов Р.Ф., Вавилов В.Я.

Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, г. Уфа

E-mail: Rushan4ek@mail.ru

Для эффективного применения солнечных электроустановок (СЭС) необходимо автоматизировать процесс технических расчётов.

Для решения данной задачи авторами была разработана программа в среде VB.Net, которая имеет простой язык и удобный пользовательский интерфейс.

При запуске программы необходимо ввести в соответствующие текстовые поля данные, необходимые для расчётов: мощность сети локального потребителя, широту и долготу местности, где планируется разместить СЭУ. Окно приложения для ввода данных представлено на рис. 1.

Рис. 1. Главное окно приложения

На первом этапе расчётов необходимо определить оптимальный угол наклона установки к поверхности земли (при этом считается, что приёмная площадка ориентирована строго в южном направлении). Для этого нужно ввести следующие справочные данные для своей местности: среднемесячный приход солнечной радиации на горизонтальную площадку, коэффициент прозрачности для каждого месяца года и значение отражательной способности земли (рис. 2). Подобная информация может быть получена по нескольким общеизвестным базам данных по солнечной радиации.

Введите данные о солнечной радиации вашей местности:		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Среднемесячный приход солнечной радиации на горизонтальную площадку:	$\bar{E}_h, \frac{\text{МДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$	12	11	10	13	13	12	12	12	12	12	12	11
Коэффициент прозрачности	$K_0, \text{о.е.}$	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Отражательная способность Земли, о.е.:	ρ	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

Рис. 2. Окно для расчёта оптимального угла СЭУ

Второй этап представляет собой выбор типа и марки солнечного модуля (СМ), предполагаемого к установке. Техничко-экономические показатели СМ представлены на той же форме и могут быть скрыты при помощи соответствующей кнопки приложения (рис. 3). Указав нужный модуль, пользователь может рассчитать площадь ПП. Выбор типов СМ ограничен, однако может быть расширен за счёт добавления новых записей в соответствующий текстовый файл, вложенный в корневую папку программы.

1. Производительность, Вт/м²:	5,0	Пиковая мощность, Вт:	80,0	Напряжение холостого хода, В:	21,0	
Ток при максимальной мощности, А:	4,1	Напряжение при максимальной мощности, В:	17,5	Удельная стоимость, \$/кг:	4,3	
Стоимость, \$:	340,0	2. Производительность, Вт/м²:	3,0	Пиковая мощность, Вт:	80,0	
Напряжение холостого хода, В:	21,6	Ток при максимальной мощности, А:	4,7	Напряжение при максимальной мощности, В:	17,0	
Табариты, мм:	1305,0*695,0	38,0	Вес, кг:	3,0	Удельная стоимость, \$/кг:	0,0
Стоимость, \$:	0,0	Стоимость, \$:	0,0			

Рис. 3. Окно для расчёта площади СМ

На третьем этапе программа позволяет рассчитать суммарную ёмкость аккумуляторных батарей (рис. 4). При этом оптимальный ток разряда не превышает 30% ёмкости.

Необходимая ёмкость определяется в виде:

$$E = \frac{Q}{Uk}, \quad (1)$$

где Q - количество энергии, которую нужно получить от аккумуляторов в Вт*ч; U - напряжение каждого из аккумуляторов, k - коэффициент использования ёмкости, учитывающий, какую часть энергии всех используемых аккумуляторов можно реально использовать потребителям.

Рис. 4. Окно для расчёта электрической ёмкости АКБ

Результатом расчётов такие основные технические характеристики, как оптимальный угол наклона панели СЭУ, площадь ПП СЭУ, марка солнечного модуля и электрическая ёмкость батареи. После завершения работы с приложением можно сохранить полученные результаты в виде отчёта в текстовом файле.

Рис. 5. Окно с результатами расчётов

Форма отчёта представлена на рис. 6.

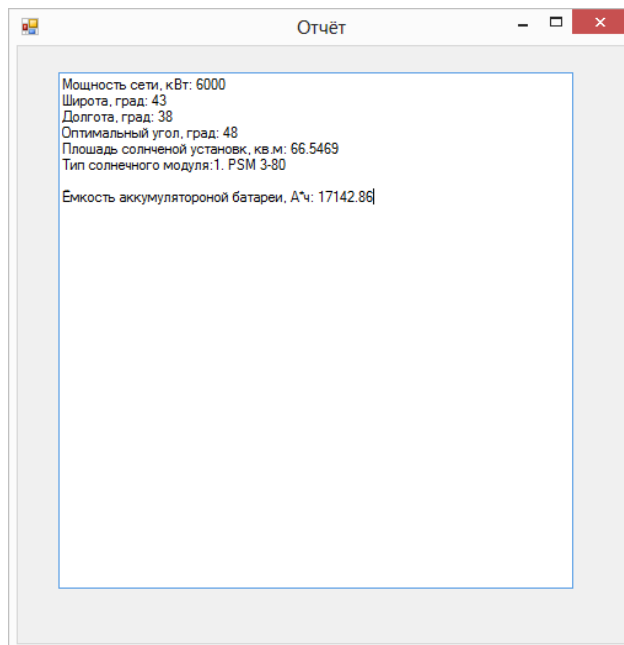


Рис. 6. Окно отчёта

Таким образом, авторами разработано оригинальное программное средство, позволяющее быстро и просто подобрать основные элементы солнечной электроустановки, не требующее знаний в области методики расчётов солнечного излучения, а требующее лишь наличие справочных данных, что находятся в свободном доступе.

Список литературы:

1. Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К., СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: Учебное пособие для вузов / Под ред. В.И.Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с.
2. Зиборов В.В., Visual Basic 2010 на примерах. — СПб.: БХВ-Петербург, 2010. — 336 с.: ил.

Прогнозирование оптимальных ремонтных режимов работы генераторов промышленных электростанций

Варганов Д.Е., Сочина Д.А., Варганова А.В.

ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»,
Россия, г. Магнитогорск
E-mail: aleksandra-khlamova@yandex.ru

В условиях нестабильной экономической ситуации, характеризующейся резкими скачкообразными изменениями цен на энергетические ресурсы, промышленным предприятиям целесообразно наращивать собственные генерирующие базы.

Некоторые промышленные энергоузлы уже в настоящее время характеризуются сложностями в управлении эксплуатационными режимами их систем электроснабжения. Электростанции таких систем отличаются наличием генераторов от единиц до десятков мегаватт, различным составом первичных энергоносителей.

Вопросами оптимального управления режимами систем электроснабжения занимается большое число научных коллективов. Одним из основоположников данного направления считается Веников В.А. В своей работе [1] автор предлагает осуществлять внутростанционную оптимизацию электростанций по средством методов динамического программирования, метода ветвей и границ и направленным перебором по критерию минимума затрат на топливо с целью определения экономически целесообразных нагрузок генераторов по активной и реактивной мощностям.

Однако изложенный подход не позволяет учитывать такие сложности в промышленных системах электроснабжения как:

- многоуровневость напряжения (0,4-220 кВ);
- наличие сложноразветвленных сетей;
- наличие нескольких точек присоединения к энергосистеме.

Данные факторы учитываются в подходах, изложенных в [2-7]. Разработанные алгоритмы оптимизации позволяют планировать оптимальные режимы с пренебрежением [2, 3] и учетом [4] потерь мощности в распределительных сетях. Учтены ограничения по статической устойчивости [5] генераторов, а также работа генераторов в условиях длительных несимметричных режимах [6].

В качестве основных исходных данных применяются математические модели генераторов, построение которых изложено в [7].

На основании разработанных алгоритмов создан модуль «Оптимизация по активной мощности» в составе программно-вычислительного комплекса «КАТРАН» [8], который позволяет осуществлять оптимизацию эксплуатационных режимов промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электроэнергии.

В данной работе осуществлен расчет ремонтных режимов генераторов промышленного энергоузла с тремя собственными электростанциями: магнитогорский энергетический узел, описание которого приведено в [4].

Результаты оптимизации приведены в табл. 1

Для исследования данных режимов заданы следующие условия:

- исследован существующий режим, характеризующихся нормальной работой всех источников электроэнергии – 1;
- выведен в ремонт ТГ-6, ТЭС 3 – 2;
- выведен в ремонт ТГ-1, ТЭС 1 – 3;
- выведен в ремонт ТГ-1, ТЭС 2 – 4;
- выведен в ремонт ТГ-6, ТЭС 2 – 5;

Таблица 1. Результаты определения экономически целесообразных нагрузок генераторов

Электростанция		Рекомендуемая нагрузка генераторов, МВт				
		1	2	3	4	5
ТЭС 1	ТГ №1	48	48	ППР	48	48
	ТГ №2	48	48	48	48	48
	ТГ №3	48	48	48	48	48
	ТГ №4	48	48	48	48	48
	ТГ №5	60	60	60	60	60
	ТГ №6	60	60	60	60	60
ТЭС 2	ТГ №1	12	13	13	ППР	13
	ТГ №2	12	13	13	13	13
	ТГ №3	24	24	24	24	24
	ТГ №4а	5	5	5	5	5
	ТГ №4б	5	5	5	5	5
	ТГ №5	25	25	25	25	25
	ТГ №6	25	25	25	25	25
	ТГ №7	25	25	25	25	ППР
	ТГ №8	24	24	24	24	24
ТЭС 3	ТГ №1	3	3	3	3	3
	ТГ №2	5	5	5	5	5
	ТГ №3	35	35	35	35	35
	ТГ №4	25	25	25	25	25
	ТГ №5	11	11	11	11	11
	ТГ №6	25	ППР	25	25	25
Собственная генерация, МВт		571,536	548,61	525,81	560,619	548,654
Потери акт. мощности в распред. сетях, МВт		14,869	14,828	14,794	14,879	14,872
Потребление из энергосистемы, МВт		490,578	512,473	532,375	500,651	512,138

На основании полученных результатов, рассчитаны суммарные затраты на прием, передачу и собственную генерацию электроэнергии, результаты приведены на рис. 1.

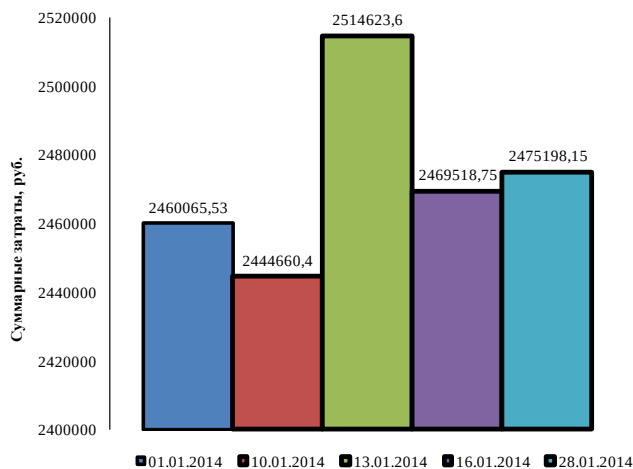


Рис. 1. Результаты расчета суммарных затрат на передачу, прием и генерацию электроэнергии

Выводы:

- разработанный программный продукт позволяет планировать оптимальные ремонтные и нормальные режимы промышленных систем электроснабжения;
- внедрение результатов работы позволяет снизить затраты на генерацию, прием и передачу мощности на 2,55% в год, что составляет десятки миллионов рублей в год;
- сокращение доли затрат на генерацию, приводит к снижению тарифов на электроэнергию, вырабатываемую собственными электростанциями и, как следствие, к сокращению доли затрат на мощность в себестоимости готовой продукции предприятия;
- разработанный программный продукт внедрен в диспетчерские службы промышленных систем электроснабжения.

Список литературы:

1. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. — 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 352 с.
2. Кочкина А.В. Применение метода динамического программирования для решения задач оптимального распределения активных мощностей между разнородными генерирующими источниками собственных электростанций предприятий черной металлургии // Наука и производство Урала. – 2012. – № 8. – С. 204-209.
3. Малафеев А.В., Копцев Л.А., Хламова А.В. Анализ оптимальных режимов работы турбогенераторов собственных электростанций ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. - 2011. - № 4. - С. 111-114.
4. Малафеев А.В., Хламова А.В., Краснов М.И. Оптимизация загрузки генераторов собственных электростанций ОАО «ММК» с учетом потерь активной мощности в распределительной сети путем декомпозиции общей задачи // Главный энергетик. - 2011. - № 3. - С. 54-57.
5. Малафеев А.В., Газизова О.В., Кочкина А.В., Гринчак Е.А. Анализ статической устойчивости синхронных генераторов // Главный энергетик. - 2013. - № 7. - С. 17-25.
6. Малафеев А.В., Кочкина А.В., Панова Е.А. Оптимальное распределение мощностей между генераторами электростанций промышленного предприятия при длительном пофазном ремонте оборудования питающих сетей // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. - 2012. - № 4 (40). - С. 78-81.
7. Кочкина А.В., Малафеев А.В., Курилова Н.А., Нетупский Р.П. Построение технико-экономических моделей турбогенераторов и котлоагрегатов собственных электростанций промышленных предприятий // Электротехнические системы и комплексы. - 2013. - № 21. - С. 247-252.
8. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ «Программа для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 7.0» RU 2013616847 / В.А. Игуменцев., А.В. Малафеев, О.В. Газизова, Ю.Н. Кондрашова, А.В. Кочкина, Е.А. Панова // №2013616847, Бюл. № 3.

Анализ эффективности использования системы слежения за солнцем

Воеводин И.Г.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
Братский государственный университет, Россия, г. Братск
E-mail: paduniz@yandex.ru

В настоящее время более 60% территории страны находится в зоне децентрализованного электроснабжения. Солнечная энергетика ввиду своей автономности может стать хорошим дополнительным источником энергии для удалённых потребителей, не имеющих возможности подключиться к системе централизованного электроснабжения. Как правило, электроснабжение таких потребителей осуществляется дизельными электростанциями, стоимость производства электроэнергии которых многократно превышает стоимость электроэнергии традиционных источников энергии. В то же время солнечные преобразователи имеют один существенный недостаток – высокая стоимость при небольшой выработке, в связи с чем не всегда экономически целесообразно их использование. В данной статье рассмотрен вариант повышения вырабатываемой мощности посредством внедрения системы слежения за движением солнца. Это значительно повысит выработку электроэнергии солнечными фотопреобразователями (ФП) и ускорит их окупаемость.

В статье проведён сравнительный расчёт выработки электроэнергии солнечными ФП при фиксированной установке приёмной площадки и при установке ФП на одноосную и двухосную следящую за солнцем площадку.

Вначале рассмотрим общие формулы для расчёта поступления солнечной радиации на приёмную площадку. Расчёт проводится по широко известной в научной литературе методике [1,2].

Величина солнечной радиации R_n , поступающей на перпендикулярную солнечным лучам приёмную площадку, определяется по формуле:

$$R_n = \frac{e \cdot \sin \alpha}{\sin \alpha + P}, \quad (1)$$

где α – высота солнца над горизонтом в градусах; e – значение прихода солнечной радиации на границе атмосферы, или солнечная постоянная, значение которой принято считать равным 1380 Вт·м²; P – коэффициент прозрачности атмосферы.

Фактическое значение поступающей на площадку прямой радиации определяется по следующей формуле:

$$R = R_n \cdot \cos \theta, \quad (2)$$

где θ – угол между направлением солнечного излучения и нормалью к поверхности приёмной площадки, определяемый по формуле:

$$\cos \theta = \sin \beta (\cos \delta \sin \varphi \cos \omega - \sin \delta \cos \varphi) + \cos \beta (\cos \delta \cos \varphi \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi), \quad (3)$$

где φ – широта местности, для которой проводятся расчёты; β – угол наклона приёмной площадки относительно земли, при условии, что приёмная площадка ориентирована строго на юг ($\beta=0^\circ$ для горизонтальной приёмной площадки); ω – часовой угол солнца; δ – угол склонения земной оси.

При фиксированной установке приёмной площадки, угол её наклона относительно земли принимается равным значению угла широты т.е. $\beta=\varphi$ [1].

Высота солнца над горизонтом α может быть найдена по формуле:

$$\alpha = \arcsin(\cos \delta \cos \varphi \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi), \quad (4)$$

Угол склонения земной оси δ определяется по формуле Купера:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(\frac{360}{365} (n - 81) \right), \quad (5)$$

где n – номер дня в году (от 1 до 365).

Часовой угол ω – это угол, на который отклоняется солнце от своего полуденного положения, т.е. от юга.

$$\omega = 15 \cdot (t - t_s), \quad (6)$$

где 15° – угол, на который проворачивается земля вокруг своей оси за 1 час; t – местное время; t_s – истинное время наступления полудня (в среднем для России время истинного полудня соответствует 13:00 местного времени).

Формула расчёта влияния облачности на поступление солнечной радиации имеет вид:

$$R_h = R \cdot (1 - (0,38 + 0,38 \cdot n \cdot 0,1) \cdot n \cdot 0,1) \quad (7)$$

где R_h – значение прихода солнечной радиации с учётом облачности; n – облачность в баллах, принимает значения от 0 при ясном небе, до 10 при полной облачности.

С помощью вышеперечисленных формул можно рассчитать поступление солнечной радиации на приёмную площадку.

Система слежения (СС) за солнцем представляет собой программируемый поворотный механизм, обеспечивающий нормальную (перпендикулярную) ориентацию приёмной площадки по отношению к солнцу. Слежение осуществляется в двух независимых направлениях, изменяется азимутальная ориентация площадки и угол наклона. В рамках статьи рассматриваются СС, следящие за солнцем только по азимуту (одноосные) и следящие по азимуту и углу наклона (двухосные).

Земля движется вокруг солнца по чётко заданной траектории, а значит и перемещение солнца по небосводу относительно наблюдателя на земле так же подчиняется строгим правилам, и может быть математически рассчитано для любого времени года.

За полные сутки земля совершает один полный оборот (т.е. 360° за 24 ч), а значит, скорость изменения азимута солнца равна $15^\circ/\text{час}$ в любое время года. Система слежения может поворачивать равномерно в течение всего дня, либо на фиксированный угол через определённый интервал времени, например, по $7,5^\circ$ каждые 30 мин (при этом максимально отклонение от нормали составит всего $3,25^\circ$), таким образом снижаются затраты энергии на работу поворотного механизма. Значения угла наклона для любого момента времени можно вычислить, зная высоту солнца (4). Соответственно угол наклона будет равен $\beta = 90 - \alpha$.

Время, при котором значение угла высоты солнца принимает отрицательные значения, соответствует закату солнца, а значит, в это время СС прекращает слежение и перемещает площадку в направлении ожидаемого восхода солнца.

Приведём расчёты поступления солнечной радиации на фиксированную приёмную площадку и на площадку с отражателями с установленной системой слежения. Расчёты приведены для г. Братск Иркутской области, расположенного на $56,15^\circ$ сев. широты. Согласно многолетним метеонаблюдениям [5] среднее значение коэффициента прозрачности атмосферы равно 0,23, а среднее значение облачности равно 7 баллов.

Угол падения солнечных лучей на фиксированную площадку будет изменяться в течение всего дня согласно формуле (3), в то время как площадка с системой слежения будет нормально ориентирована в течение всего дня.

При этом возникает следующая проблема. Коэффициент преобразования энергии света в электрическую энергию заметно снижается при повышении температуры.

В статье расчёты приведены для кремниевых фотопреобразователей, так как они наиболее популярны среди потребителей и имеют оптимальное отношение цена/мощность.

Согласно [3, 4] изменение КПД преобразователя в зависимости от его температуры выражается линейной зависимостью и может быть найдено по следующей формуле:

$$\eta(t) = \eta_0 \cdot (1 - 0,0045 \cdot (T - 25)), \quad (8)$$

где $\eta(t)$ – искомое значение КПД; T – температура ФП; η_0 – КПД при температуре 25°C (для кремниевых поликристаллических преобразователей $\eta_0 = 0,16$, в данном случае КПД представлен в виде коэффициента со значениями от 0 до 1, а не в процентах как это обычно принято).

Поступающая солнечная энергия R_h преобразуется в электроэнергию согласно КПД преобразователя, остальная энергия преобразуется в тепло:

$$R_Q = R_h \cdot (1 - \eta), \quad (9)$$

В солнечной панели имеет место теплоотдача через верхнее защитное стекло и заднюю стенку.

Для лучшей теплоотдачи тыльная сторона панели закрыта алюминиевой пластиной.

Теплоотдача во внешнюю среду определяется по следующей формуле:

$$E = \frac{T_1 - T_2}{R_1} + \frac{T_1 - T_2}{R_2}, \quad (10)$$

$$R_1 = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\ell_1}{\lambda_1} + \frac{1}{\alpha_2}, \quad R_2 = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\ell_2}{\lambda_2} + \frac{1}{\alpha_2}, \quad (11)$$

где T_1 – температура воздуха внутри солнечной панели; T_2 – температура наружного воздуха; R_1 и R_2 – термическое сопротивление теплопередачи соответственно стекла и алюминиевой пластины; α_1 и α_2 – коэффициент теплоотдачи воздуха внутри и вне панели; λ – коэффициент теплопроводности стекла; коэффициент теплопроводности алюминиевой пластины; ℓ_1 и ℓ_2 – толщина соответственно стекла и пластины.

При повышении температуры теплоотдача повышается, при этом в какой-то момент теплоотдача станет равной величине притока тепла $R_Q=E$ и температура внутри панели перестанет повышаться.

Для упрощённого расчёта будем считать теплоёмкость воздуха внутри панели незначительной, ей можно пренебречь.

Сопоставив вместе уравнения (8), (9) и (10) и проведя над ними некоторые математические преобразования, получим формулу для нахождения КПД:

$$\eta = \eta_0 \left(\frac{1 - 0,0045 \cdot R_h \cdot R_1 \cdot R_2 - 0,0045 \cdot T_2 + 0,1125}{1 - 0,0045 \cdot R_h \cdot R_1 \cdot R_2} \right), \quad (12)$$

Используя данную формулу, можно найти значение КПД фотоэлектрического преобразователя в любой момент времени. Переменными величинами в данном случае являются R_h и T_2 .

Далее в таблице 2 приведены расчёты выработки электроэнергии на 1 м² солнечной панели с учётом влияния температуры. Для расчёта приняты средние значения температуры, взятые из справочных данных метеонаблюдений [5]. Расчёты приведены для фиксированной площадки, а также для площадки с одноосным и двухосным слежением.

Таблица 2. Выработка электроэнергии с учётом влияния температуры.

Период времени	Выработка электроэнергии кВт·ч/м ² .					
	Фиксированная площадка.		Одноосное слежение.		Двухосное слежение.	
	Среднесуточная выработка	Месяц	Среднесуточная выработка	Месяц	Среднесуточная выработка	Месяц
Январь	0,25	7,66	0,26	8,13	2,28	8,83
Февраль	0,35	9,89	0,39	10,85	0,41	11,49
Март	0,49	15,34	0,58	17,91	0,60	18,48
Апрель	0,61	18,34	0,79	23,83	0,81	24,26
Май	0,67	20,64	0,97	30,17	0,99	30,68
Июнь	0,69	20,69	1,10	32,99	1,12	33,59
Июль	0,69	21,50	1,12	34,81	1,14	35,46
Август	0,68	21,04	1,03	32,05	1,05	32,61
Сентябрь	0,64	19,12	0,87	26,05	0,88	26,49
Октябрь	0,55	16,51	0,67	20,00	0,68	21,16
Ноябрь	0,40	12,03	0,45	13,43	0,47	14,07
Декабрь	0,27	8,37	0,29	8,94	0,31	9,66
Год		191,1		259,1		266,7

Согласно расчётам, использование одноосной и двухосной систем слежения повысит выработку электроэнергии соответственно на 35% и 40%.

Список литературы:

1. Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К. Солнечная энергетика: учеб. пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ. – 2008. – 276 с.
2. Сивков С.И. Методы расчета характеристик Солнечной радиации. Гидрометеорологическое издательство. Л. – 1968. – 231 с.

3. Джумаев А.Я. Анализ влияния температуры на рабочий режим фотоэлектрической солнечной станции // Технические науки – от теории к практике. – №5 (42). – 2015. – С. 33-40.
4. Тихонов П.В. Обоснование параметров фотоэлектрического теплового модуля. дис. ...канд. техн. наук: 05.14.08. – Москва. – 2014. – 142 с.
5. Научно-прикладной справочник по климату СССР Серия 3, часть 1-6, выпуск 22 Иркутская область и Бурятская АССР.

Статистическое моделирование графиков электрических нагрузок

Герасименко А. А., Кузусева Н.Ю., Пушмин М.А.

*Сибирский федеральный университет. Политехнический институт. Россия, г. Красноярск
gerasimenkoa@yandex.ru*

Одной из центральных задач современной электроэнергетики является повышение эффективности функционирования электросетевого комплекса и снижение потерь электроэнергии. Решение ряда задач эксплуатации, развития и проектирования ЭЭС и систем электроснабжения требует учёта всего многообразия режимов (многорежимность), изменения нагрузок во времени, их взаимодействия и распределения (рассеяния). Такие данные концентрируются в графиках электрических нагрузок узлов и ветвей и их многомерном обобщении, например, в форме матриц корреляционных моментов электрических нагрузок и напряжений. В настоящее время графики электрических нагрузок получают с помощью сезонных замеров и автоматизированных систем контроля и учёта электроэнергии (АСКУЭ и др.), однако получаемые данные очень объёмные и требуют дополнительной обработки, что затрудняет их непосредственное практическое применение.

Для снижения громоздкости и упрощения учёта и анализа множества режимов, определения интегральных характеристик, в частности, потерь электроэнергии при решении задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок, вычисления могут быть основаны на применении методов статистического моделирования. Предлагаемый подход представлен в ряде работ [1-3]. Теоретические основы такого моделирования связаны с принципами и идеями факторного анализа [4], и первые практические результаты даны в [5], обобщены и развиты в [1, 6].

Методы статистического моделирования основаны на использовании вектора математических ожиданий и матрицы корреляционных моментов (МКМ). Элементы матрицы характеризуют взаимосвязь нагрузок. Вместе с тем, большая размерность МКМ и проблема достоверности измерений нагрузок [7] препятствуют её практическому применению. Для увеличения эффективности указанного метода предложено и используется моделирование графиков нагрузок и матрицы корреляционных моментов на основе частного случая факторного анализа - метода главных компонент (компонентного анализа), позволяющего из корреляционной матрицы получить совокупность статистически-независимых ортогональных векторов (компонент), обладающих свойствами линейности и аддитивности.

Исследуемые данные можно представить в виде математической модели, которая характеризуется статистическими параметрами:

Математические ожидания (средние значения) на основе замеров нагрузок или электроэнергии

$$MP_i = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) \cdot dt = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d P_j \quad ; \quad MQ_i = \frac{1}{T} \int_0^T Q(t) \cdot dt = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d Q_j \quad (1)$$

Центрированные величины активной (реактивной) мощности, соответствующие графикам нагрузки в i-м узле (рис.1) для каждого рассматриваемого интервала времени.

$$\Delta P_{ij} = P_{ij} - MP_i \quad , \quad \Delta Q_{ij} = Q_{ij} - MQ_i \quad (2)$$

Корреляционные моменты и дисперсия

$$k(P_i, Q_i) \approx \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d (P_j - MP_i) \cdot (Q_j - MQ_i) \quad ; \quad (3)$$

$$\sigma^2 P_i = \frac{1}{d} \sum_{i=1}^d (P_i - MP_i)^2 \quad ; \quad \sigma^2 Q_i = \frac{1}{d} \sum_{i=1}^d (Q_i - MQ_i)^2 \quad , \quad i = \overline{1, n} \quad (4)$$

По полученным результатам (3) и (4) составляют симметричную матрицу корреляционных моментов (МКМ) мощностей

$$K(P, Q) = \begin{bmatrix} K(P, P) & K(P, Q) \\ K(Q, P) & K(Q, Q) \end{bmatrix} \quad (5)$$

Графикам нагрузок соответствуют ортогональные графики (ОГН) $\overline{\Gamma}$, которые представляют собой результирующее значение суммы произведений центрированных относительно математических ожиданий показатели графиков активной и реактивной нагрузок узла i и компонент соответствующего собственного вектора на каждом интервале времени, составленные в порядке убывания собственных чисел.

$$\Gamma_{kj} = \sum_{i=1}^n v'_{ki} \Delta P_{ij} + \sum_{i=1}^n v''_{ki} \Delta Q_{ij}, \quad j = \overline{1, d}, k = \overline{1, M} \quad (6)$$

v_{ki} - координаты собственных векторов, соответствующие собственным числам в порядке их убывания. Компонент для работы с активными мощностями обозначены как v'_{ki} , с реактивными мощностями v''_{ki} .

ОГН обладают свойствами универсальности и позволяют с достаточной точностью восстановить исходные параметры изменения нагрузок на рассматриваемом временном интервале T.

$$P_{ij} = MP_i + \sum_{k=1}^M v'_{ki} \Gamma_{kj}, \quad Q_{ij} = MQ_i + \sum_{k=1}^M v''_{ki} \Gamma_{kj}, \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, d} \quad (7)$$

Количество используемых графиков - M зависит от необходимой точности моделирования, свойств выборки данных и целей моделирования. Для приемлемо точного моделирования графиков электрических нагрузок и в целом многорежимности достаточно небольшое число M моделирующих графиков $\overline{\Gamma}$. Метод эффективен при $M \ll n$.

Принципиальные основы моделирования, указанного выше, рассмотрены на следующем числовом примере реконструкции графиков электрических нагрузок на основе МКМ.

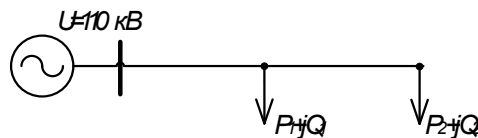


Рис. 1. Схема ЭЭС

Таблица 1. Значения графиков нагрузок ЭЭС

Номер интервала времени	P_{1j}	ΔP_{1j}	Q_{1j}	ΔQ_{1j}	P_{2j}	ΔP_{2j}	Q_{2j}	ΔQ_{2j}
1	30,00	-32,33	18,00	-14,00	38,00	-35,83	10,00	-18,50
2	40,00	-22,33	22,00	-10,00	63,00	-10,83	8,00	-20,50
3	87,00	24,67	46,00	14,00	95,00	21,17	45,00	16,50
4	81,00	18,67	43,00	11,00	91,00	17,17	42,00	13,50
5	78,00	15,67	35,00	3,00	90,00	16,17	40,00	11,50
6	58,00	-4,33	28,00	-4,00	66,00	-7,83	26,00	-2,50

Математическое ожидание: $MP_1 = 62,33$; $MQ_1 = 32,0$; $MP_2 = 73,83$; $MQ_2 = 28,5$ рассчитанные по формулам (1).

Матрица корреляционных моментов, составленная по формулам (3- 5)

$$K(P, Q) = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} 460,9 & 421,7 \\ 421,7 & 411,1 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 215,2 & 317,7 \\ 195,8 & 278,6 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} 215,2 & 195,8 \\ 317,7 & 278,6 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 106,3 & 148,0 \\ 148,0 & 225,9 \end{bmatrix} \end{bmatrix}$$

Из решения характеристического уравнения имеем собственные числа данной матрицы $\lambda_1 = 1,170 \cdot 10^3$, $\lambda_2 = 28,23$, $\lambda_3 = 5,699$, $\lambda_4 = 0,386$ и соответствующие им собственные вектора (табл.2).

Таблица 2. Значения собственных векторов графиков нагрузки

	$\bar{v}_1$	$\bar{v}_2$	$\bar{v}_3$	$\bar{v}_4$
v'_{k1}	0,63	0,21	-0,14	-0,74
v'_{k2}	0,58	-0,75	-0,10	0,30
v''_{k1}	0,29	0,15	0,94	0,12
v''_{k2}	0,43	0,61	-0,30	0,59

В соответствии с (6) получим ортогональные графики нагрузок (табл.3).

Таблица 3. Вектора ортогональных графиков нагрузки

Номер интервала времени	$\bar{\Gamma}_1$	$\bar{\Gamma}_2$	$\bar{\Gamma}_3$	$\bar{\Gamma}_4$
1	-53,11	6,77	0,57	0,49
2	-32,00	-10,52	1,03	-0,04
3	38,93	1,41	2,57	-0,45
4	30,68	0,89	1,91	0,65
5	25,02	-1,40	-4,47	0,46
6	-9,51	2,85	-1,60	-1,11
$M\bar{\Gamma}$	0,00	0,00	0,00	0,00
$\sigma^2 \bar{\Gamma}$	1170	28,23	5,695	0,386

В итоге, по формулам (7) получили значения компонент моделируемых графиков нагрузок с применением только двух первых ОГН $\bar{\Gamma}_1$ и $\bar{\Gamma}_2$ (соответствующие наибольшим значениям собственных чисел).

Таблица 4. Данные моделируемых графиков

Интервал времени d	P_{1j}		Q_{1j}		P_{2j}		Q_{2j}	
	Модел.	Исх.	Модел.	Исх.	Модел.	Исх.	Модел.	Исх.
0–4	30,43	30,0	17,45	18,0	37,90	38,0	9,91	10,0
4–8	40,10	40,0	21,06	22,0	63,12	63,0	8,36	8,00
8–12	87,03	87,0	43,62	46,0	95,39	95,0	46,02	45,0
12–16	81,75	81,0	41,12	43,0	90,99	91,0	42,17	42,0
16–20	77,73	78,0	39,12	35,0	89,41	90,0	38,35	40,0
20–24	56,96	58,0	29,64	28,0	66,17	66,0	26,17	26,0
$M\bar{X}$	62,33	62,33	32,00	32,0	73,83	73,83	28,50	28,5
$\sigma^2 \bar{X}$	460,9	460,9	101,0	106,3	411,05	411,1	224,6	225,9
$\sigma \bar{X}$	21,47	21,47	10,05	10,31	20,27	20,28	14,99	15,03
Средняя ошибка, %	0,08		0,12		0,01		0,48	

Из таблицы видно, что средняя ошибка моделируемых значений нагрузок не превышает допустимых предельных значений, определяемых погрешностью их измерения или учёта электроэнергии, что соответствует требованиям инженерной точности.

Массовые расчётные эксперименты показали определённую статистическую универсальность ортогональных графиков нагрузок $\bar{G}$, т.е. полученные по одной выборке, ОГН могут использоваться для моделирования графиков электрических нагрузок как входящих, так и не входящих в исходную матрицу корреляционных моментов. Рассмотренный метод позволяет на основе статистического моделирования снизить объём анализируемой и хранимой информации.

Список литературы:

1. Герасименко А. А., Шульгин И. В. Стохастический метод расчёта нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях // Электрические станции. – 2013. – № 4. – С. 44–59.
2. Герасименко А. А., Липес А. В. Оптимизация режимов электрических систем на основе метода приведенного градиента // Электричество. – 1989. – № 9. – С. 1–7.
3. Надтока И. И., Седов А. В., Холодков В. П. Применение методов компонентного анализа для моделирования и классификации графиков электрической нагрузки // Изв. высш. учеб. заведений. – Электромеханика. – 1993. – № 6. – С. 21–29.
4. Lawley D.N., Maxwell A. E. Factor Analysis as a Statistic Method. М.: Мир, 1967–144 с.
5. Герасименко А.А., Липес А. В. Статистические методы получения и использования интегральных характеристик режимов электрических систем – М.: Информэнерго, №1048 ЭН-Д82, 1982, - 53с
6. Арзамасцев Д. А., Липес А. В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. М.: Высшая школа, 1989. 127с.
7. Кочнева Е.С. Достоверизация измерений электрической энергии методами теории оценивания состояния: автореф.дис. ...канд.техн.наук. - Екатеринбург, 2015. – 24 с.

Технология Smart Metering как средство повышения эффективности учета электроэнергии в России

Иванюшкин Н.А.

Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: nikita_ivanyushk@mail.ru

С начала XXI века, произошел резкий скачок в качестве жизни общества. Научно-технический прогресс (НТП) ввел свои коррективы в технологические, производственные и иные процессы повседневной жизни, вслед за НТП возросло и энергопотребление, что повлекло за собой как позитивные, так и негативные последствия. Давайте подробнее остановимся на последних: определим основную проблему и найдем пути ее решения в российских реалиях.

Сегодня в России особенно остро стоит проблема «добросовестного потребления» электроэнергии: происходят нелегальные подключения к электросети, недобросовестные потребители срывают пломбы со старых счетчиков и отматывают их на нужную им величину и т.д. а доказать и привлечь за данное правонарушение не всегда является возможным, а между тем причиненный ущерб оценивается миллиардами рублей: 18–30% от общего объема потребляемой электроэнергии. Известно, что особенностью электроэнергетического производства является одновременность производства и потребления электроэнергии, отсюда и вытекает основная проблема – проблема учета электроэнергии. Для обеспечения эффективного учета электроэнергии необходимо: организовать достоверность учета за потреблением; автоматизировать процесс сбора и передачи данных по потреблению; введение оперативного контроля за потреблением. Данные задачи решаются комплексно, с внедрением технологии Smart Metering («интеллектуальные» системы учета). Smart Metering – это система потребительского оборудования, взаимодействующая с оборудованием поставщика, передавая количественные данные по каналам связи, иными словами это счетчик электроэнергии, подключенный к сети Internet и передающий в реальном времени, интересующую информацию на клиентское приложение. Создание системы Smart Metering предполагает создание нескольких уровней:

- Верхний уровень – система, обеспечивающая управление инфраструктурой, дистанционный сбор, хранение, обработку данных, управление нагрузкой потребителя, мониторинг состояния элементов системы и т.д.;

- Средний уровень – коммуникационная среда, обеспечивающая безопасный обмен данными;
- Нижний уровень – приборы учета, непосредственно у потребителя.

Данная технология позволяет сделать прозрачными расчеты за потребленные ресурсы, оперативно получать данные о текущем потреблении, контролировать исправность счетчиков, осуществить сведение баланса по группам приборов. Также введение «умных» счетчиков позволяет перейти на многотарифную систему оплаты за электроэнергию, например, тариф «день/ночь»: счётчик, в ночное время с 23 часов вечера до 7 часов утра, переключается на льготный тариф, стоимость которого в 2 раза меньше дневного, данная система оплаты существенно снижает расходы. Переключение тарифов обеспечивается программируемыми встроенными часами реального времени. Также Smart Metering решает проблему неучтенного потребления: воровство электроэнергии в России ежегодно составляет около 10 млрд. киловатт-часов. Современный «умный» прибор учёта проводит проверку неучтенного потребления и сигнализирует в Центр управления о выявленных случаях. Встроенные в прибор сенсоры фиксируют попытки вскрытия счётчика или появление внешнего мощного магнитного поля. Сравнивая токи поступления и токи в нейтральных, счетчик обнаруживает факт воровства электричества. Информация от счётчика может передаваться в сбытовую компанию по тем же силовым проводникам, что и электроэнергия, посредством встроенного PLC-модема, по каналу RS-485, или через радиосвязь GSM (GPRS).

Эффективность внедрения данной технологии мы можем наблюдать на примере наших Западных соседей. Массовое внедрение «умных» счётчиков в Европе началось с середины 2000-х гг. Участники рынка передовой инфраструктуры учёта (AMI), за этот период, выработали стандарты и законы для этой области. Это привело к тому, что доходы на рынке AMI в Евросоюзе, согласно аналитикам, выросли втрое: с \$1,13 млрд в 2011 году до \$3,72 млрд к 2016 году. Следующим ходом Евросоюза в продвижении технологии, стал ввод санкций к компаниям, которые после 1 января 2015 года не обеспечат внедрение современной инфраструктуры учёта. На сегодняшний день, количество точек учета в Европе перевалило за 100 млн. Также эффективность внедрения Smart Metering мы можем проследить на более частном примере: в Италии, в 2008 году, правительство выделило беспроцентный кредит на создание интеллектуальной системы учета электроэнергии по всей стране. В рамках проекта были установлены «умные» счетчики для 95% потребителей, которые окупались в течение пяти лет и способствовали значительному повышению энергоэффективности государства, стоимость проекта оценивается примерно в 2,1 миллиарда Евро, а экономии, которую принесли счетчики в ходе эксплуатации – 500 миллионов Евро в год.

В России дела обстоят несколько иначе, чем в Западных странах: у большей части населения еще стоят старые счетчики, внедрение Smart Metering происходит медленнее, чем в Евросоюзе, а количество самих точек учета не превышает 500 тыс. штук. В определенной мере здесь играет роль специфика нашего рынка: если в Европе основная выгода идет за счет экономии первичного топлива, которая достигается сокращением потребности конечных потребителей в электроэнергии путем динамического балансирования спроса и предложения, гибкого распределения, интеллектуальных систем управления энергопотреблением объектов, интеграции объектов ВИЭ в сеть, то у нас осложнено распределение таких выгод. Однако, на сегодняшний день, одними из самых эффективных мер по продвижению Smart Metering в России являются: мотивация населения к его комплексному внедрению и субсидирование государством инвестиций в энергосберегающие технологии. В перспективе, решения на базе внедрения Smart Metering являются инвестиционно-привлекательными и уже есть успешные проекты в поддержку этой точки зрения, такие как пилотный проект, который проходил в рамках федеральной программы «Считай, Экономь и плати» в городе Пермь. В ходе проекта были установлены 49,9 тыс. «умных» приборов учета, которые позволили сократить потери на 3,8 млн. кВтч ежемесячно. Также, в этой области есть успехи и у отечественных разработчиков: было разработано и успешно внедрено в «РЖД» программное обеспечение RDM (Resource Data Manager), созданное для работы в составе крупных систем учета энергоресурсов с количеством точек учета от нескольких единиц до нескольких миллионов. RDM позволяет дистанционно управлять нагрузкой потребителя считывать показания счетчиков, проводить мониторинг инфраструктуры и т.д. Набор функций, предоставляемый RDM, соответствует передовым мировым разработкам в сфере программного обеспечения систем Smart Metering. В пользу внедрения «умных» счетчиков в России, говорят государственные меры стимулирования, такие как принятие Федерального закона № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в

отдельные законодательные акты Российской Федерации», также Министерством энергетики разработаны и утверждены технические требования к интеллектуальным системам учета и программа развития интеллектуального учета в России. Пилотные проекты доказали свою эффективность, а правительство уже сегодня готово оказать поддержку для внедрения энергоэффективных решений, что готовит благоприятную почву для более масштабного применения технологии Smart Metering. В противном случае, если технология не найдет широкого применения, Россия рискует отстать от стран Запада в плане энергоэффективности, потерять позиции в мировом рейтинге и продолжить нести финансовые потери от хищения электроэнергии.

С учетом вышеизложенного и принимая во внимание, что тенденция к энергосбережению не только в России, но в мире, с каждым днем, становится более выраженной, можно сказать, что спрос на данную технологию в ближайшие годы будет возрастать и Smart Metering неизбежно завоюет себе место на рынке энергоэффективных решений. Однако, темпы роста и привлекательности Smart Metering в России, в большей степени, будут зависеть от решений Министерства энергетики Российской Федерации, Федеральной службы по тарифам, а также основных электрогенерирующих компаний.

Список литературы:

1. Хомерики Л. Состояние Smart Metering в России// Умные измерения. – 2012. – № 5. – С. 6–8.
2. Зеленцов С. Прогресс технологий учета// Умные измерения. – 2012. – № 3. – С. 8–11.
3. Quentin Wells. Smart Grid Home (Cengage Learning Series in Renewable Energies) – Cengage Learning, 2012.
4. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации.
5. <http://enargys.ru/energoberezhenie-v-rossii-i-za-rubezhom/>

Россия на мировом рынке электроэнергии

Абдипата уулу Келдибек, Ушаков В.Я.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
keldibek.abdipatauulu.92@mail.ru*

Известно, что электрическая энергия является одним из важных аспектов современной цивилизацией. Можно без преувеличения сказать, что без электрической энергии невозможна нормальная жизнь современного общества. Электроэнергия уже более 100 лет является рыночным товаром. Первое предприятие, предложившее электричество потребителям на коммерческой основе, было создано Т. А. Эдисоном в 1880 г.

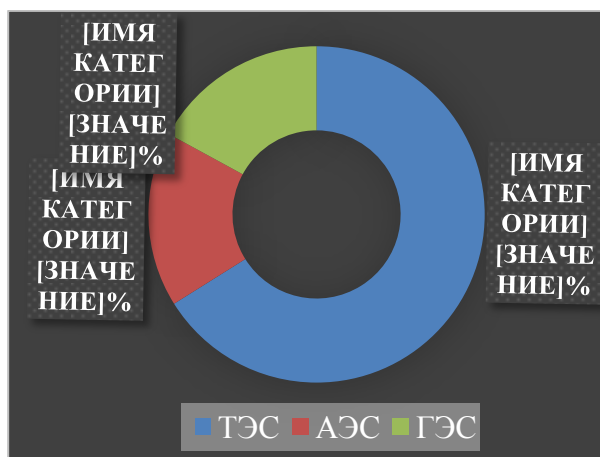


Рис. 1. Структура выработки электроэнергии в ЕЭС России, % (на 01.01.2015 г.) [1]

Различная обеспеченность стран топливно-экономическими ресурсами и развитие технологий передачи электроэнергии на большие расстояния, предопределили появление между народного рынка электроэнергии. Российский электроэнергетика полностью снабжает

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) состоит из 69 региональных энергосистем, которое, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средний Волги, Юга, Центра и Северо-запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями ЭП напряжением 220-500 кВ и работают в синхронном режиме (параллельно). [3]

Важным элементом регулирования стоимостного баланса Российской оптового рынка электроэнергии (мощности) и источником дополнительной прибыли от реализации электроэнергии, вырабатываемой в России, является экспортно-импортные операции. Единственным оператором экспорта/импорта электроэнергии в России является ОАО «Интер РАО ЕЭС» [2]. Россия выходит в число крупнейших экспортеров электроэнергии, занимая по этому показателю 4-е место в мире, на рисунке 2 приведена схема межгосударственных ЕЭС.

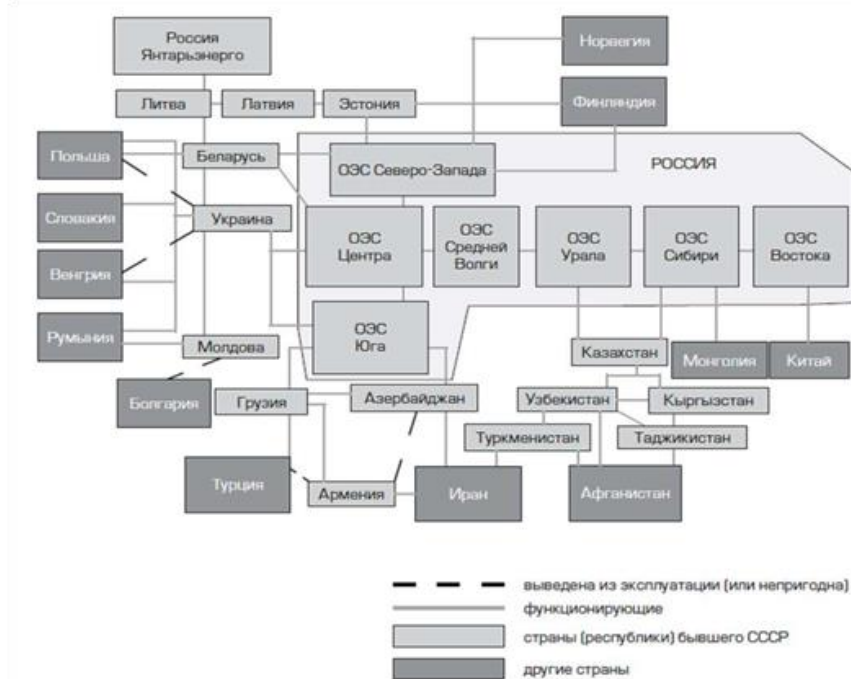


Рис. 2. Межгосударственных электрические связи ЕЭС России (по состоянию на 2010 г.)

- Западное – с европейскими странами и западными республиками бывшего СССР;
- Северо-западное – со странами Скандинавии;
- Южное – со странами кавказского региона и через них с Ираном и Турцией;
- Южно-азиатское – со странами Центральной и Южной Азии;
- Восточноазиатское – со странами Северо-восточной Азии.

Резкий рост объёмов экспорта электроэнергии связан с ростом курса евро и, как следствие, ростом рентабельности поставок в Финляндию. При этом крупнейшим экспортным направлением Группы «Интер РАО» стали поставки в Китай – рост произошёл вследствие благоприятной экономической конъюнктуры.

Как видно из таблицы, на сегодняшний день основными потребителями Российской электроэнергии является Китай, Финляндия, Беларусь, Литва и Украина.

Таблица 1. Экспорт электроэнергии по странам мира, РФ, 2014-2015гг. млн кВт·ч.

Год	2014	2015	+/-
Показатель	9 месяцев 2014 г.	9 месяцев 2015 г.	
Объем экспорта	9 669	13 538	40,0%
Китай	2 669	2 501	-5,0%
Финляндия	1 682	2 490	48,0%
Белоруссия	1 294	2 316	79,0%
Украина	44	2 236	в 50 раз
Литва	2 105	2 182	3,6 %
Казахстан	1 193	1 186	-0,7%
Грузия	287	265	-0,8%
Монголия	297	220	-25,9%
Южная Осетия	69	101	5,6%
Азербайджан	39	42	6,3%

Рассмотрим динамику импорта электроэнергии в Россию по странам (таблица 2), основными источниками приобретения импортной электроэнергии является Казахстан. В 9 месяцев 2014 году его долей приходилось примерно 88,79% импорта.

Таблица 2. Импорт электроэнергии в России, млн кВт·ч. [2]

Год	2014	2015	+/-
Показатель	9 месяцев 2014 г.	9 месяцев 2015 г.	
Объем импорта	2794	1 205	-56,9%
Казахстан	2 481	798	-67,9%
Грузия	160	170	6,0%
Литва	34	88	160,6%
Азербайджан	94	83	-11,8%
Монголия	24	41	72,5%
Финляндия	0,234	23	в 100 раз
Украина	0	2,284	100%
Белоруссия	0,26	0,058	-77%

В 2015 году российский экспорт электроэнергии увеличился и достиг наибольшего значения, экспорт электроэнергии из России составил по итогу 9 месяцев 2015 года 13 558 млн кВт·ч., что на 40 % больше чем в последние 9 месяцев 2014 года. За этот же период импорт электроэнергии уменьшился на 56,9% или 15089 млн кВт·ч. [2]. Снижение импортных поставок из Казахстана связано со сложившейся конъюнктурой рынка.

Далее подробнее рассмотрим наиболее важные направления.

Последние 2014-15 годы Китай стала крупнейшим потребителем Российской электроэнергии. Важная роль в развитии межгосударственных электрических связей России на перспективу до 2030 г. отводится восточно-азиатскому направлению.

На сегодня экспорт электроэнергии из России в этом регионе осуществляется в Китай и Монголию. Поставку электроэнергии в эти страны осуществляет ОАО «ВЭК», являющееся дочерним обществом ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». ОАО «ВЭК» создана в 2007г. для реализации проекта экспорта электроэнергии из России в Китай. Передача электроэнергии на территорию КНР ведется ЛЭП 500кВ Амурская–Хэйхэ со вставкой постоянного тока, которая была введена в эксплуатацию в 2012г., также ЛЭП 110кВ Благовещенская–Хэйхэ и 220кВ Благовещенская – Айгунь. В 2012г. ОАО «ВЭК» подписала с Государственной электросетевой компанией Китая контракт на поставку электроэнергии сроком на 25 лет. Всего за 25 лет на экспорт планируется поставить около 100 млрд. кВт·ч.

По итогам 9 месяцев 2014 года ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» осуществила поставки электроэнергии в Китай в размере 2 669 млн. кВт·ч. По сравнению с показателями 2009 года, поставки увеличились в 3 раза [2-5]. Расширение экспорта энергии и мощности в Китай является стимулом для интенсивного развития энергетики Дальнего Востока РФ. В настоящее время ОАО «ВЭК» ведет подготовительные работы по строительству новой линии 500 кВ от подстанции

«Амурская» до государственной границы и Хабаровской ПГУ ТЭЦ (парогазовой станции) мощностью 400 – 500 МВт.

Ввод данных энергообъектов предусмотрен первым этапом проекта экспорта электроэнергии из России в Китай в объеме 4 – 5 млрд. кВт•ч в год. Кроме того, согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., планируется строительство в Хабаровской энергосистеме новой Уральский ТЭС (4х900 МВт). Рассматривается также возможность широкомасштабного экспорта электрической энергии и мощности в Китай из Сибири.

Финляндия. Экспорт электроэнергии из России в Финляндию осуществляется по линиям электропередачи 400 кВ ПС Выборгская (Россия) – ПС Юлликяля / ПС Кюми(Финляндия) через вставку постоянного тока. Подстанция 400 кВ Выборгская была введена в работу в 1980г. специально для передачи электроэнергии в Финляндию. 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 «Nord PoolSpot» на рынке на сутки вперед и на внутри суточном рынке («Elbas mar et») [3].

С 2012 года наблюдается резкое снижение объема экспорта электроэнергии. В 2012 г. из-за высокой водности рек и высокой выработки дешевой электроэнергии ГЭС в скандинавских странах произошло сильное снижение цен на Nord Pool Spot [3].

Особое место в системе межгосударственных электрических связей России занимает Казахстан. С этой страной осуществляется крупные экспортные-импортные поставки электроэнергии. Через Казахстан проходят важные межсистемные ЛЭП, объединяющие ОЭС Сибири и ОЭС Европейской части России. У Казахстана и России есть совместные энергоактивы.

Основными потребителями российской электроэнергии в западном направлении являются Беларусь и Литва, с которыми осуществляются тесные отношения, подкрепленные контрактными обязательствами. Дальнейшее увеличение экспорта в западном направлении планируется от двух вводимых АЭС–Балтийской АЭС и Кольской АЭС–2.

Список литературы:

1. <http://so-ups.ru>
2. <http://interra.ru/>
3. В.Я. Ушаков Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие / В.Я. Ушаков; ТПУ. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014 г.-447 стр.
4. Хлебников В.В. Рынок электроэнергии в России: учеб. пособие для студентов вузов – М.: Гуманитар. изд. центр. ВЛАДОС, 2005. – 296 с.
5. www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C82/109.pdf
6. Хлебников В.В. Рынок электроэнергии в России: учеб. пособие для студентов вузов – М.: Гуманитар. изд. центр. ВЛАДОС, 2005. – 296 с.
7. www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C82/109.pdf
8. <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C82/058.pdf>

Методы стимулирующего тарифного регулирования предприятий электрических сетей в России и за рубежом

Колкова Н.А.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: natasha.kolkova@gmail.com

В настоящей статье приведен обзор методов тарифного регулирования в энергетике в России и за рубежом, подробно рассмотрен метод RAB-регулирования и предложен вариант отказа от данного метода тарифного регулирования в России.

В соответствии с российским законодательством деятельность в энергетике относится к регулируемым видам деятельности. В Российской Федерации контроль за производством, передачей и распределением электроэнергии обеспечивает государство посредством установления цен или их предельно максимального и (или) минимального уровня на услуги, осуществляемые субъектом энергетического хозяйствования.

Современное реформирование электроэнергетического комплекса предполагает решение вопросов реализации инвестиционной политики, так как степень износа основных фондов составляет 47,1% [1], однако «государственное регулирование предельных значений тарифов со

стороны государства не позволяет ускорить процесс возврата инвестиций за счет максимизации тарифов, что снижает инвестиционную привлекательность отрасли» [2].

В настоящее время проблема привлечения инвестиций актуальна. Применение методов стимулирующего регулирования позволяет обеспечивать возврат инвестиционных средств.

Выделяются следующие группы методов тарифного регулирования:

✓ *Метод регулирования по результатам*

Регулирующим органом устанавливаются показатели деятельности (эффективности) за контролируемый период, а электросетевая компания, по результатам контролируемого периода, получает поощрение или штраф.

Его главное достоинство: Регулирование деятельности зависит от объективных показателей качества оказываемых услуг. Ключевым недостатком такого тарифного регулирования является тот факт, что показатели эффективности, применяемые при регулировании по результатам, должны контролироваться, что противоречит принципу методов стимулирующего регулирования – минимизации контроля со стороны регулирующих органов.

✓ *Метод регулирования по эталонным показателям*

В данном методе эталонные отраслевые показатели выступают в роли регулятора деятельности территориальной сетевой организации. Применяются средневзвешенные цены сопоставимых отраслевых компаний и т.д.

Основным достоинством метода является то, что метод ориентирован на оценку деятельности компании по ключевым параметрам деятельности электросетевых компаний, который влияют на качество передаваемой электроэнергии. Недостатком метода является наличие вероятности ошибки при сопоставлении эталонного показателя и показателя регулируемой компании из-за различий условий по функционированию сравниваемых компаний.

✓ *Метод регулирования предела изменения цен или необходимой валовой выручки*

Метод предполагает:

1. *Регулирование верхнего предела изменения цены (тарифа)*

Такой метод регулирования применяется для расчета тарифа компаний, доля постоянных расходов которых невелика. Уровень верхнего предела цен – это отношение необходимой валовой выручки к прогнозируемому объему продаж.

Главное достоинство метода: в качестве вознаграждения регулируемой компании выступает дополнительная прибыль, аккумулированная в период контроля. Недостаток: тариф может быть завышен до предельного уровня без объективной причины

2. *Регулирование максимально разрешенной валовой выручки*

Метод регулирования применяется для расчета тарифа компаний, доля постоянных расходов которых превалирует (электросетевые компании). Происходит максимизация прибыли регулируемой компании посредством уменьшения своих издержек.

При данном методе регулирования у компании определена не цена, а необходимая валовая выручка, поэтому вероятность манипулирования объемами продаж сводится к минимуму. «Однако возникает другая проблема – снижается заинтересованность регулируемой компании в развитии своих мощностей для обеспечения растущего будущего спроса и в росте объемов продаж своих услуг (что, например, может негативно повлиять на рост числа присоединений к сетям новых потребителей в случае электросетевой компании)» [3].

Главное достоинство метода: регулирующие органы получают фактическую информацию о реализованном объеме электроэнергии. Недостаток: у электросетевой компании снижается интерес к увеличению количества передаваемой энергии, так как уровень максимально разрешенной валовой выручки в регулируемом периоде не изменится.

Также существует метод гибридное регулирование верхнего предела цен и максимальной разрешенной валовой выручки, принцип которого заключается в установлении уровня весового коэффициента, отвечающего за значение верхнего уровня цен или за значение необходимой валовой выручки.

Главное достоинство метода Афанасьев А.В. отмечает, что «Как показывает международный опыт, хорошо спроектированная система регулирования на базе совместного регулирования верхнего предела цен и максимальной разрешенной валовой выручки способствует снижению регулятивных рисков, стимулирует инвестиции и обеспечивает сокращение затрат» [4]. Недостаток метода: необходимо экспертное мнение при определении значений коэффициентов и не исключена вероятность ошибки при их определении, вследствие которой регулируемая компания не получит ожидаемого от метода эффекта. Гибридный метод регулирования развит в странах Южной Америки, Западной и Центральной Европы, Австралия.

В мировой практике не выработано единых подходов и используются различные методы, применение которых может быть оправдано в условиях отдельно реализованных экономических систем. Применение рассмотренных методов в России требует их адаптации. Тимофеева Ю.Н. отмечает «В РФ в настоящее время применяется три основных метода регулирования тарифов для электросетевых предприятий: метод экономически-обоснованных затрат (метод «затраты плюс»), метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, метод доходности инвестированного капитала (RAV)» [5].

В статье Тимофеевой Ю.Н. представлена сравнительная характеристика методов тарифообразования в РФ.

«Метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки является менее прогрессивным по сравнению с методом RAV, так как он предусматривает ограничение объема инвестиций, уменьшает возможность выплаты дивидендов за счет снижения темпов роста прибыли».

Рассмотрим, как осуществляется регулирование электроэнергетики на основании RAV-регулирования. RAV-регулирование – это система долгосрочного тарифного регулирования, которая обеспечивает возмещение и доходность инвестированного в объекты энергетического хозяйства капитала. Такой метод тарифного регулирования можно отнести к группе методов стимулирующего регулирования, так как он позволяет компаниям обновлять свои производственные фонды за счет вкладываемых в них финансовых средств

Методы, предполагающие долгосрочное регулирование тарифов, «направлены на привлечение инвестиций для строительства и модернизации сетевой инфраструктуры и повышение эффективности работы сетевых организаций» [6]. Тариф, установленный по принципу стимулирующего регулирования, утверждается на долгосрочный период 3–5 лет. Энергетическая компания в течение 1–3 лет снижает издержки, при этом продолжает работать по утвержденному тарифу. Прибыль, аккумулируемая за регулируемый период, остается у данной компании, при этом появляется стимул снижения операционных расходов.

Первыми, кто внедрил регулирование на основе принципов RAV – это Великобритания в начале 1990-х годов. Что касается российского опыта, то с 1 января 2009 года на определение тарифа по методике RAV-регулирования перешли следующие филиалы ОАО «МРСК–Центра»: «Белгородэнерго», «Тверьэнерго» и «Липецкэнерго», также другие: «Астраханьэнерго», «Курганэнерго», «Пермьэнерго», «Рязаньэнерго», «Ростовэнерго», «Тулэнерго». С 1 января 2010 года все филиалы ОАО «МРСК–Центра» приняло данную систему тарифообразования.

Приведем пример перехода на тарифообразование с применением методики RAV-регулирования. Дочерняя компания компании «МРСК Центра» «Ярэнерго» в 2010 году представила долгосрочные параметры регулирования до 2012 года. Инвестиционным сообществом в 2009 году положительно воспринята публикация планов Правительства РФ по переходу МРСК на RAV-регулирование. Поэтому произошел рост капитализации компании ОАО «Холдинг МРСК» в 2009–2010 гг. Динамика акций ОАО «Холдинг МРСК» в 2009–2011 году, представленная в статье «Опыт внедрения RAV-регулирования в распределительном электросетевом комплексе» [7], демонстрирует данное положительное изменение.

Однако после публикации Министерства экономического развития России проекта Прогноза социально-экономического развития РФ на 2012 год и плановый период 2013 и 2014 гг. произошло серьезное снижение уровня капитализации компании. Сценарные развития экономики не предполагали изменение тарифа в 2012 г. выше 5–6%, 5 % в 2013 г. и 6% в 2014 г. [6]. Для сдерживания темпов роста тарифа МРСК компания должна была пересмотреть уровень операционных затрат, уровень оценки первоначальной базы капитала и ставок доходности.

Размер инвестированного капитала ярославской компании по проекту внедрения RAV-регулирования в 2010 г. составил 8 968 млн. рублей с нормой доходности инвестированного капитала в 12% [8]. В среднем, полноценный переход на RAV-регулирование обычно увеличивает тариф в первый год регулирования больше, чем на 20%. К 2012–2013 гг. уровень роста тарифа «Ярэнерго» для населения и потребителей, приравненных к категории населения, поднялся до уровня 35,18% [8] что значительно превысило установленный государством уровень индексации тарифа.

Швец Н.Н., Демидов А.В. отмечают, что «Снижение инвестиционной привлекательности МРСК, в совокупности с ограничениями тарифных источников делают невозможным исполнение их инвестиционных программ в полном объеме, что усугубит отставание развития сетевого комплекса от потребностей экономики и ограничит возможности повышения качества обслуживания потребителей. Оценка недофинансирования инвестиционных программ компаний

распределительного сетевого комплекса в 2012 – 2016 гг. составляет до 40% от необходимых объемов» [7].

Сценарные условия развития инфраструктурного сектора на 2016 г. и на плановые 2017 и 2018 гг. предполагают, что «долгосрочные параметры регулирования территориальных сетевых организаций по методу доходности инвестированного капитала будут сохранены. При необходимости будут продлены сроки долгосрочного периода регулирования» [9]. Также планируется сокращение объема реализации инвестиционных программ электросетевых компаний на 30–50% с учетом ограничения роста тарифов не выше уровня инфляции за предыдущий год.

Таким образом, электросетевым компаниям следует отказаться от расчета тарифа при помощи RAB-регулирования. Данное решение обусловлено ситуацией современного российского кризиса, падением уровня капитализации ОАО «Холдинга МРСК» после внедрения такого регулирования и существенным ограничением Правительством РФ объема реализации инвестиционных программ. Не смотря на успешность применения такого метода регулирования в иностранных государствах, современная модель экономического развития РФ требует иного подхода к решению вопроса инвестирования электроэнергетики.

Список литературы:

1. Чернов С.С. Оценка влияния структуры источников финансирования на интегральные показатели проектов энергосбережения // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. 2014. № 3 (28). С. 178—182.
2. Чернов С.С., Фильченкова М.В. Специфика целевых инвестиций в энергетике // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. 2015. № 3 (32). С. 105—109.
3. Сфера и методы тарифного регулирования в современной электроэнергетике [Электронный ресурс]. URL: <http://inraf.ru/ekonomika/energetika31.html> (дата обращения 17.09.2015).
4. Афанасьев. А.В. Проблемы льготного технологического присоединения потребителей // Статистика института проблем естественных монополий. 2013. № 11. С. 24—76.
5. Тимофеева Ю.Н. К вопросу об эффективности инвестиционной политики электросетевого предприятия // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. 2015. № 2 (31). С. 142—147.
6. Rab-регулирование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mrsk-1.ru/clients/transmission/price/rab/> (дата обращения 13.05.2015).
7. Швец Н.Н., Демидов А.В. Опыт внедрения RAB-регулирования в распределительном электросетевом комплексе // Вестник университета МГИМО. 2012. № 1. С. 267—272.
8. Приложение 2 к постановлению правления департамента топлива, энергетики и регулирования тарифов Ярославской области от 30 декабря 2010 года № ППР - 240 – ЭЭ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.yarregion.ru/> (дата обращения 17.09.2015).
9. Сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов [Электронный ресурс]. URL: <http://economy.gov.ru/> (дата обращения 17.09.2015)

Влияние безотказности элементов распределительной сети на надежность электроснабжения потребителей

Колышкин А.О., Мышкина Л.С.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: l-zakirova@yandex.ru

Введение

Уровень надежности распределительных сетей сегодня нельзя считать удовлетворительным [1], что обуславливает появление механизма стимулирования повышения надежности и качества услуг по передаче электроэнергии – [2-3]. Согласно нему, уровень надежности оказываемых потребителям услуг определяется средней продолжительностью прекращений передачи электрической энергии (Π_{II}) в отношении потребителей услуг электросетевой организации в течение периода регулирования:

$$\Pi_{II} = \frac{T_{II}}{N_{II}}, \quad (1)$$

где $T_{пр}$ - фактическая суммарная продолжительность всех прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг за расчетный период, ч;

$N_{ТП}$ - максимальное за расчетный период регулирования число точек присоединения потребителей услуг к электрической сети электросетевой организации, шт.

Анализируемый показатель (1) является аналогом показателя надежности электроснабжения согласно МЭК – SAIDI [4]. Очевидно, что бесперебойность электроснабжения напрямую определяется безотказностью и восстанавливаемостью элементов распределительной сети. Это позволяет поставить цель выявления указанной взаимосвязи для определения мест, где повышение свойств надежности сети наибольшим образом сказываются на бесперебойности электроснабжения потребителей. Для комплексного анализа взаимосвязи предлагается расширить набор показателей согласно МЭК и добавить SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASIFI, ASIDI, AENS

Влияние безотказности элементов сети на бесперебойность электроснабжения

Непосредственное влияние на рассматриваемые показатели оказывают структура, топология, режим загрузки сети и состав потребителей по категориям надежности. Задачей является разработка метода для выявления взаимосвязи изменения указанных факторов на бесперебойность электроснабжения. Для учета, в рамках предлагаемого метода, факта, что не любое отключение элемента сети ведет к прерываниям электроснабжения потребителей, разработана схемно-функциональная модель надежности сети.

Основными параметрами, определяющими значения всех указанных выше показателей МЭК, являются частота отключения нагрузки λ_s , среднее время восстановления питания τ_s и среднегодовая продолжительность отключения (коэффициент неготовности) Q_s .

На рисунке 1 показаны два «простейших» случая топологии распределительной сети. Для узлов нагрузки, имеющих один источник питания, связанный последовательно соединенными элементами сети (рисунок 1а), указанные выше параметры, согласно [5] рассчитываются по формулам (2) -(4) (для каждого узла). При этом, отключение ВЛ₁₁₀ приведет к полному отключению нагрузки в узлах 1 – 4. Для более сложных схем, имеющих параллельные связи от точки питания до узла нагрузки (рисунок 1б), либо запитанных от нескольких источников, используются формулы (5) -(7) [5].

Для схем, имеющих параллельные связи, важным этапом моделирование является учет режимных особенностей сети. Для составления схемно-функциональной надежностной модели сети при наличии параллельных связей примем, что для режима «максимума», отказ хотя бы одной линии 110 кВ (для рассматриваемого примера) ведет к отключению нагрузки на долю, приходящуюся на отключенную линию.

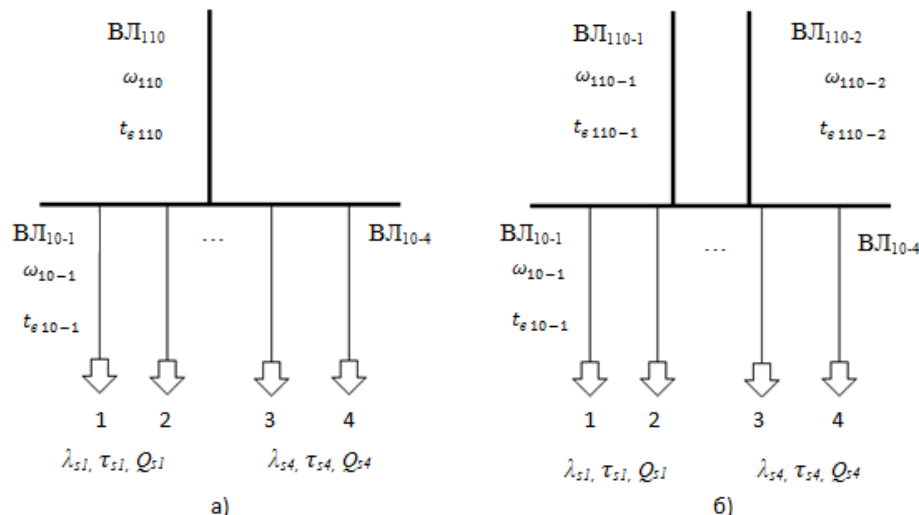


Рис. 1. Пример топологии сети с последовательными (а) и параллельными (б) связями от источника питания до узлов нагрузки

В режиме «минимума» принимается, что линии нагружены не более, чем на 50% и отключение одной из параллельных линий 110 кВ не сопровождается отключением нагрузки в узлах 1 – 4.

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^y \omega_i, \quad (2) \quad \lambda_s = Q_s / \tau_s, \quad (5)$$

$$Q_s = \sum_{i=1}^y \omega_i t_{ei}, \quad (3) \quad Q_s = \prod_{i=1}^y \omega_i t_{ei}, \quad (6)$$

$$\tau_s = Q_s / \lambda_s = (\sum_{i=1}^y \omega_i t_{ei}) / \sum_{i=1}^y \omega_i, \quad (4) \quad \tau_s = (\sum_{i=1}^y \frac{1}{t_{ei}})^{-1}, \quad (7)$$

где ω_i , t_{ei} – частота отказов и среднее время восстановления, соответственно, для элемента сети; y – количество последовательно соединенных элементов сети от точки питания до узла нагрузки; ω_i для ВЛ согласно [1, 6] рассчитывается на основе данных о структуре сети: частоты отключения пролета, для соответствующего класса напряжения и протяженности линии.

Отметим, что у каждой сети есть свой «эталонный» уровень работы – технический потенциал [6], определять который предлагается по уровню 1984 года, когда все сети работали с надежностью, прописанной в [7]. Для дальнейшего анализа, на основе показателей надежности электроснабжения, и с учетом действующей системы стимулирования [2-3], предложен комплексный показатель надежности электроснабжения, основанный на отношении текущих и «эталонных» показателей.

$$K = 0,3 \frac{SAIDI_{этал}}{SAIDI_{тек}} + 0,2 \frac{SAIFI_{этал}}{SAIFI_{тек}} + 0,1 \frac{CAIDI_{этал}}{CAIDI_{тек}} + 0,1 \frac{ASIFI_{этал}}{ASIFI_{тек}} + 0,1 \frac{ASIDI_{этал}}{ASIDI_{тек}} + 0,1 \frac{AENS_{этал}}{AENS_{тек}} + 0,1 \frac{ASAI_{тек}}{ASAI_{этал}}, \quad (8)$$

где $SAIDI_{этал}$, $SAIFI_{этал}$, $CAIDI_{этал}$, $ASAI_{этал}$, $ASIFI_{этал}$, $ASIDI_{этал}$, $AENS_{этал}$ – значения показателей для уровня надежности 1984 года, соответствующие техническому потенциалу сети; $SAIDI_{тек}$, $SAIFI_{тек}$, $CAIDI_{тек}$, $ASAI_{тек}$, $ASIFI_{тек}$, $ASIDI_{тек}$, $AENS_{тек}$ – значения показателей для текущего уровня надежности

Предлагаемый комплексный показатель (8) позволяет более полно проанализировать степень использования технического потенциала сетей для обеспечения надежности электроснабжения. Для выбора элементов сети, повышение безотказности которых наибольшим образом повысит бесперебойность электроснабжения потребителей, рассчитываем влияния безотказности каждого элемента сети (ВЛ) на комплексный показатель. Это позволит определить приоритетный порядок реконструкции сети для достижения максимального эффекта с позиций бесперебойности электроснабжения.

Рассмотрим пример, для участка распределительной сети ОАО «РЭС» напряжением 10-110 кВ. Анализируемый участок сети состоит из 20 ВЛ 110 кВ, суммарной протяженностью 220,1 км; 2 ВЛ 35 кВ, протяженностью 23 км; 185 ВЛ 10 кВ, протяженностью 430,5 км. В составе нагрузок имеется 7% потребителей первой категории (суммарной мощностью 49,6 МВт) и 93% третьей (суммарной мощностью 510,6 МВт). В силу сложности топологии сети, ее конфигурация не приводится в данном материале.

В таблице 1 на основе данных о структуре сети и ее топологии вычислены необходимые для дальнейших расчетов параметры надежности всех узлов нагрузки.

Таблица 1. Параметры надежности узлов нагрузки

Узел	Количество присоединенных потребителей	Доля присоединенных потребителей (в системе)	Суммарная мощность нагрузки, МВт	λ_s , 1/год	Q_s , ч/год	τ_s , ч
1	3	0,015625	7	4,1800	41,8000	10,0000
2	1	0,005208	4	0,5735	2,8659	4,9969
3	1	0,005208	2,5	1,0646	5,3226	4,9997
.....						
187	1	0,005208	2,3	1,3719	6,8576	4,9986
ИТОГО	192	1	560,2	-	-	-

По данным таблицы 1 определен комплексный показатель (с учетом удвоенного влияния параметров нагрузки первой категории надежности). Зависимости изменения комплексного показателя от изменения частоты отказов ВЛ 110 кВ для режимов «максимума» и «минимума» (при учете категории надежности потребителей) показаны таблице 2.

Таблица 2. Зависимость бесперебойности электроснабжения от безотказности ВЛ

Элемент сети	Изменение ω	Изменение К, %			
		Мин. режим, 1 потреб 1-ой категории	Мин. режим, ПС 1-ой категории	Макс. режим, 1 потреб 1-ой категории	Макс. режим, ПС 1-ой категории
ВЛ 1	-0,1	0,0005	0,0186	0,1713	0,3105
ВЛ 2	-0,1	0,0005	0,0186	0,1713	0,3999
ВЛ 3	-0,1	0,0004	0,0198	0,1222	0,2843
ВЛ 4	-0,1	0,0004	0,0198	0,1222	0,3764
.....					
ВЛ 19	-0,1	0,0036	0,0000	0,2238	0,0691
ВЛ 20	-0,1	0,0036	0,0000	0,1189	0,0691

Из таблицы 2 видно, что для различных режимов нагрузки и состава потребителей по категориям надежности результаты получаются различными. Для каждого режима получается свой приоритет повышения безотказности элементов сети. Полученный вывод о различном влиянии тех или иных элементов сети на бесперебойность электроснабжения при разных режимах работы сети свидетельствует о необходимости, помимо топологии и структуры сети, учитывать режим. Так же свои «коррективы» вносит наличие потребителей различных категорий, что так же учитывается в представленной методике.

Так как на практике необходимо найти одно наиболее эффективное решение, на данном этапе, предлагается дать «весовой коэффициент» каждому из рассматриваемых режимов. Для режима максимума нагрузки примем равным 0,4, для минимума – 0,6. Произведем расчет для сети с учетом категорий потребителей, таблица 4.

Таблица 4. Приоритет реконструкции сети

Элемент	ВЛ 1	ВЛ 2	ВЛ 3	ВЛ 4	...	ВЛ 19	ВЛ 20
Взв. влияние, %	0,2041	0,2399	0,1747	0,2115		0,1194	0,0774
Приоритет	3	1	4	2	...	5	6

Полученные результаты позволяют определить очередность реализации мероприятий по повышению безотказности ВЛ 110 кВ рассматриваемого участка сети для достижения наибольшей эффективности, в плане повышения бесперебойности электроснабжения. Первоочередным является повышение безотказности ВЛ 2, связывающей Новосибирскую ГЭС и ПС «Научная», длиной 13,14 км.

Заключение

1. Разработан метод учета структуры и топологии сети для анализа влияния безотказности воздушных линий на надежность электроснабжения потребителей.
2. Выявлена объективная необходимость учета режимных факторов и категорий потребителей при анализе бесперебойности электроснабжения потребителей.
3. На примере ВЛ 110 кВ рассматриваемой сети показано, что предлагаемый метод, позволяет выявить места сети (элементы), где повышение безаварийности линий сопровождается максимальным ростом бесперебойности электроснабжения, в т.ч. с учетом требований потребителей по надежности.

Список литературы:

1. Бык Ф. Л., Казакова Л.С., Китушин В.Г. Повышение надежности электросетей как эффект инноваций// Главный энергетик. - 2015. - № 1. - С. 30-34
2. Положение об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденное Постановлением Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. N 1220.
3. Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской)

электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Министерства энергетики РФ от 14 октября 2013 г. N 718

4. Н. Lee Willis. Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition, Power Engineering (Willis), CRC Press, 2004, - 1248 pp.

5. Обоскалов, В. П. Структурная надежность электроэнергетических систем: Учеб. пособие / В. П. Обоскалов. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 194 с

6. Byk F.L., Kazakova L.S. Efficient Ways and Means of Reliability Increase of Distribution Networks// Applied Mechanics and Materials. - 2015. – Vol. 792 (2015): Energy Systems, Materials and Designing in Mechanical Engineering – pp 280-285

7. РД 34.20.574 «Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками»

**Совершенствование экономической политики энергопредприятий на примере
взаимоотношений ОАО «МРСК Сибири-Кузбассэнерго РЭС» и ОАО
«Кузбассэнерго-сбыта»**

Краснова А.О., Кравченко А.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: alenakrasnova1995@mail.ru

Статья посвящена современным моделям «котлового» метода тарифообразования для всех потребителей услуг по передаче на одном классе напряжения в электроэнергетике и их недостаткам, на примере взаимоотношений сетевых и сбытовых компаний в Кемеровской области. Есть три модели данного метода – это «котел сверху», «котел снизу» и «сбыт». Каждая модель имеет свои особенности, которые влияют на взаимоотношения между сетевыми компаниями и сбытовыми.

Для начала необходимо кратко рассмотреть каждую модель «котлового» тарифообразования, которые исследовались или когда-либо внедрялись в Кемеровской области и описать основные проблемы, присущие каждой из этих моделей.

Первая модель – это «котел сверху». Ее суть заключается в следующем: платежи за услуги по передаче электрической энергии, поступают в вышестоящую сетевую организацию, от сбытовых компаний и крупных потребителей, самостоятельно рассчитывающихся за э/э, которая осуществляет расчеты с нижестоящими сетевыми организациями. (Рис.1. Модель «котлового» тарифообразования – «котел сверху»).

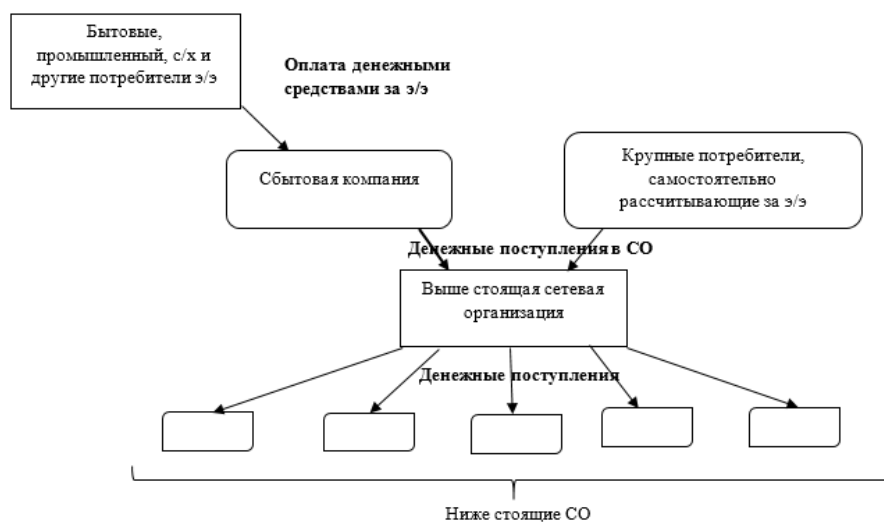


Рис. 1. Модель «котлового» тарифообразования – «котел сверху».

Ключевой проблемой данной модели является то, что сильно страдает вышестоящая сетевая организация. Причина следующая, распределение денежных потоков обсуждается между сетевыми организациями в начале года, если в течение года появляется новая сетевая компания, то

вышестоящая сетевая организация должна включить ее в котел, но в данном случае СО придется платить нижестоящей сетевой организации за счет средств своего бюджета.

Следующей моделью является «котел снизу». Данная модель имеет следующие особенности: платежи за услуги по передаче ЭЭ поступают в нижестоящие сетевые организации, от сбытовых компаний и крупных потребителей, самостоятельно рассчитывающихся за э/э, которые осуществляют расчеты с вышестоящими СО. (Рис. 2. Модель «котлового» тарифообразования – «котел снизу»).



Рис. 2. Модель «котлового» тарифообразования – «котел снизу».

При такой модели вышестоящая сетевая организация может терпеть убытки. Дело в том, что когда нижестоящие сетевые компании получают денежные поступления от сбытовых организаций или крупных потребителей, они могут, по разным обстоятельствам, объявить себя банкротами, таким образом выше стоящая СО может не получить денежные средства за услугу передачи э/э.

Третья модель – «сбыт», она трактуется так: за услуги по передаче э/э с каждой сетевой организацией рассчитываются сбытовые компании. (Рис. 3. Модель «котлового» тарифообразования – «сбыт»). В случае данной модели сбытовая компания может нести большие убытки. Это связано, в первую очередь, с тем, что распределение денежных потоков обсуждается между сбытовыми и сетевыми организациями в начале года и если в течение года появляется новая сетевая компания, то сбытовая компания должна включить ее в котел, но в данном случае сбытовику придется платить из своих денежных средств.

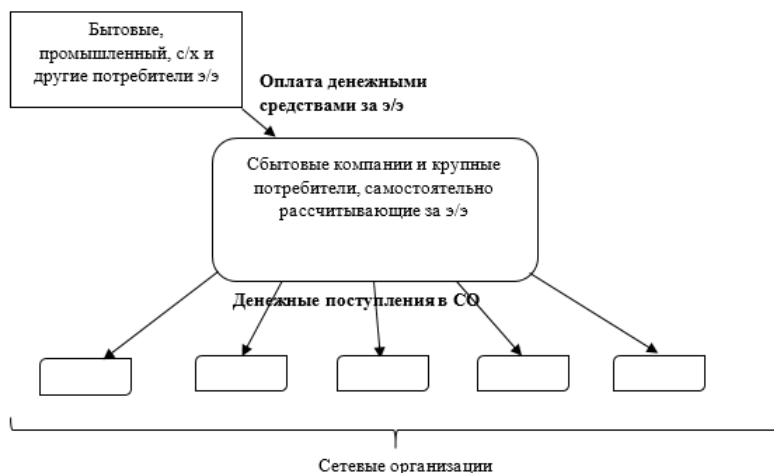


Рис. 3. Модель «котлового» тарифообразования – «сбыт».

На сайте ОАО «Кузбассэнергосбыт» [4] также выделяют смешанную модель. Эта модель представляет из себя комбинацию из выше перечисленных моделей. Поэтому мы рассмотрим смешанную модель, на примере модели применяемой которая в Кемеровской области.

С 2015 г. на территории данной области установлена модель расчетов за услугу по передаче электроэнергии с сетевыми организациями [4] - схема «котел снизу», в соответствии с которой потребители и гарантирующий поставщик оплачивают услуги по передаче электроэнергии каждой сетевой организации по единым (котловым) тарифам, к сетям которой присоединены потребители. В свою очередь эти сетевые организации рассчитываются с вышестоящими сетевыми организациями по межсетевым тарифам, установленным для пар сетевых компаний. Исключение составляют сетевые организации, входящие в «мини-котел сверху», держателем которого выступает ООО «КЭнК» (эту аббревиатуру лучше расшифровать, можно написать (далее «ООО «КЭнК»)) (ООО «ЕвразЭнергоТранс», ООО «Мысковская ЭСО», ОАО «КузбассЭлектро», ОАО «УК «Кузбассразрезуголь»). В отношении потребителей, энергопринимающие установки которых присоединены к сетям сетевых компаний, входящих в «мини-котел сверху», расчеты осуществляются через «держателя котла» - ООО «КЭнК», который получает оплату за услугу по передаче электроэнергии по единым (котловым) тарифам и распределяет денежные средства между сетевыми организациями, входящими в «мини-котел», по индивидуальным тарифам».

До 2014 года включительно действовала схема котел «сверху» между ОАО «Кузбассэнергосбыт» и держателем котла - филиалом ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго - РЭС». По данными, которые представлены на сайте ОАО «Кузбассэнергосбыт», организации заключили договор, регулирующий расчеты по единым (котловым) тарифам за услуги по передаче для обеспечения поставки электроэнергии конечным потребителям. В свою очередь, сетевая компания ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго - РЭС» производила расчёт за услуги по передаче электроэнергии со нижестоящими сетевыми компаниями согласно межсетевым договорам по индивидуальным межсетевым тарифам на услуги по передаче электроэнергии. Перечень всех сетевых организаций, которые были включены в данный вид «котла», закреплялись постановлениям РЭК Кемеровской области [5], устанавливающим единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям.

В заключение данной статьи стоит добавить, что ни одна из перечисленных выше моделей не является оптимальной, в виду того, что при любой из схем кто-либо будет терпеть убытки, по каким-то определенным причинам. Также, необходимо иметь в виду, что каждая организация стремится получать прибыль, и при таких условиях каждая компания будет отстаивать ту модель, которая принесет выгоды именно ей. Тем не менее, каждую из предложенных моделей можно усовершенствовать, чтобы все электроэнергетические организации были довольны, но для этого нужен контроль на государственном уровне, чтоб никакие энергетические или другие организации не могли проводить аферы в этой сфере деятельности.

Список литературы:

1. Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетики».
2. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2.
3. <http://www.mrsk-sib.ru/>
4. <http://www.kuzesc.ru/>
5. <http://www.recko.ru/dokumentyi/postanovleniya/>

О необходимости разработки хлористо-литиевых абсорбционных термотрансформаторов

Миронова Н.В., Елистратов С.Л.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск,

E-mail: mironovaNina@inbox.ru

В абсорбционных термотрансформаторах (АБТТ) вместо электроэнергии используются тепло пара, воды и продуктов горения жидких и газообразных топлив, что значительно расширяет возможности их применения на практике. В энергетике АБТТ используются на атомных и тепловых электростанциях для снижения температуры больших расходов воды в системах охлаждения конденсаторов паровых турбин и улучшения работы градирен, а также для охлаждения воздуха на входе в газотурбинные установки.

С точки зрения термодинамики принцип работы абсорбционного термотрансформатора заключается в совмещении прямого и обратного циклов. Обратный цикл осуществляется с помощью однокомпонентного рабочего вещества (растворителя), а прямой – с помощью раствора (абсорбента) (Рис. 1). АБТТ выполняются как с паровым (или водяным) обогревом генератора, так и с генератором, обогреваемым продуктами сгорания газообразного или жидкого топлива. Процесс охлаждения низкопотенциального теплоносителя происходит за счет испарения воды в вакууме, стекающей в виде пленки по межтрубному пространству испарителя. Образовавшийся при этом пар поглощается высококонцентрированным раствором абсорбента, а тепло образующееся в процессе абсорбции отводится охлаждающей водой для сохранения абсорбирующей способности рабочего раствора. Для регенерации слабый раствор подается в генератор, где концентрируется за счет тепла греющего источника с температурой выше 70°C . Выделившийся в генераторе пар конденсируется, и поступает в испаритель. Нагреваемая вода последовательно подается в абсорбер и конденсатор, где нагревается до необходимой температуры и отпускается потребителю. При утилизации низкопотенциального тепла (охлаждаемая вода до 40°C) термотрансформаторы позволяют осуществить комбинированную выработку тепла и искусственного холода, без дополнительных затрат топлива, кроме небольшого расхода электроэнергии на приводы циркуляционных насосов.

Наиболее распространены АБТТ использующие в качестве абсорбента водный раствор бромида лития. Однако, сегодня бромид лития на территории России не производится и соответственно имеет высокую стоимость. В связи с этим химиками проведены работы по изучению и созданию новых рабочих веществ, на основе хлорида лития, выпускаемого в России [1-3]. Научно-технической литературы, посвященной применению хлористого лития в абсорбционных термотрансформаторах, крайне мало, и это направление остается недостаточно изученным.

Хлористый литий, производимый Новосибирским заводом химконцентратов, по стоимости в три раза дешевле, чем бромид лития, поэтому замена дорогого импортируемого LiBr на растворы LiCl может привести к снижению капитальных затрат. Сложные хлористо-литиевые растворы с добавлением нитрата лития обладают меньшей коррозионной активностью, в сравнении с бромисто-литиевыми, что значительно увеличит срок службы абсорбционных машин.

Сложные растворы потенциально позволяют по аналогии с опытными образцами зарубежной техники производить охлаждение до минусовых температур и обеспечивать выработку тепла почти до 100°C . Однако реализуемость таких процессов на основе LiCl и LiNO_3 научно не доказана, что является предметом наших дальнейших исследований.

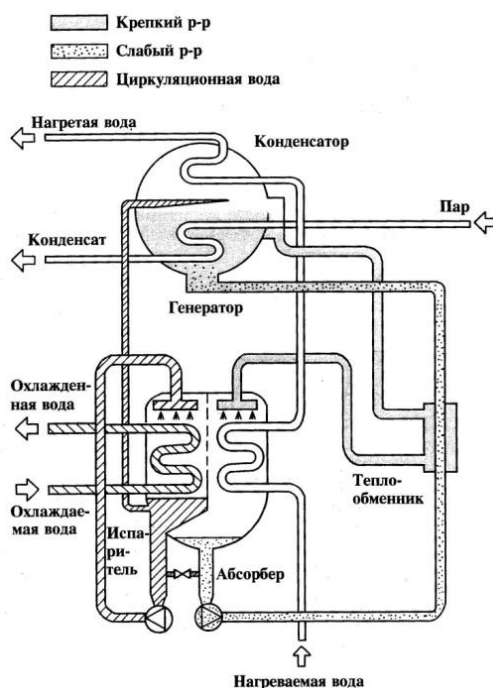


Рис. 1. Схема абсорбционного термотрансформатора

Таким образом, изучение термодинамических циклов новых импортозамещающих рабочих растворов на основе хлорида лития и перевод на них существующих и проектируемых бромисто-литиевых абсорбционных термотрансформаторов, является важным направлением развития энергосберегающих технологий.

Список литературы:

1. Абсорбционные преобразователи теплоты: монография / А.В. Бараненко, Л.С. Тимофеевский, А.Г. Долотов, А.В. Попов. – СПб.: СПбГУНиПТ, 2005. – 338 с.
2. Пинчук О.А. Теплофизические свойства новых рабочих растворов абсорбционных холодильных машин: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Ленинград, 1964. – 30 с.
3. Лезина Н.М. Исследование растворов хлорида лития как экологически чистого компонента низкотемпературных жидкостей – носителей тепла и холода: Автореф. дис. канд. хим. наук. – Москва, 1997. – 29 с.
4. Абсорбционные бромисто-литиевые машины для нагрева и охлаждения воды // В монографии «Исследования и разработки СО РАН в области энергоэффективных технологий» / под общ. ред. чл.-корр. РАН С.В. Алексеенко. – Новосибирск: Наука, 2009. – С. 148-160.
5. Галимова Л.В. Эффективность энергосберегающих систем на базе абсорбционных термотрансформаторов: Автореф. дис. докт. техн. наук. – Астрахань, 2004. – 32 с.

Применение математического аппарата нейронных сетей в задаче усовершенствования работы релейной защиты

Насибуллин А.Т.

*ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат», Россия, г. Магнитогорск
nasibyllin91@gmail.com*

Постоянное увеличение потребности в надежных источниках электроснабжения требует эффективной работы энергетических систем. Вопросы, связанные с сокращением продолжительности перерывов питания становятся все более актуальными. При неисправности в сетях электроснабжения важно определить место неисправности быстро, чтобы восстановить стабильное энергоснабжение как можно скорее. В настоящее время совершенствование релейной защиты сводится к замене устаревшей аппаратной части и внедрению улучшенных методов расчета и прогнозирования режимов работы системы электроснабжения [1-4]. Однако такой подход не удовлетворяет современным требованиям. В связи с этим актуальной становится задача разработки адаптивных алгоритмов работы защит, которая может быть решена с использованием математического аппарата нейронных сетей.

Практические успехи применения нейронного моделирования были в различных областях, в том числе связанных с энергетикой. Повсеместное внедрение нейронных сетей в энергетике представляет большую сложность в части моделирования и аппроксимации алгоритмов, необходимых для анализа процессов, протекающих в системе генерации, передачи и распределения электрической энергии. Отсутствие единого систематического подхода к проектированию предполагает, что невозможно разработать шаблонный алгоритм нейронной сети в релейной защите. Этот вопрос недостаточно изучен в мировой практике и требует более глубокого исследования. Однако, немногочисленные полученные данные свидетельствуют, что нейронные сети являются надежной технологией моделирования релейной защиты [5].

Применение нейронной сети позволяет решить основные задачи: распознавание (обнаружение аварийных и ремонтных режимов работы системы), идентификация (определение элемента или участка сети), приближение (оценка влияния отклонений на режим работы сети), поиск решения (анализ и расчет нового установившегося режима, определение возможности снижения нагрузки, а также определение новых параметров уставок срабатывания устройств релейной защиты). Нейронная сеть при распознавании использует интеллектуальные функции, такие как восприятие, память и анализ в описаниях, классификации и группировки параметров.

Нейронные сети для функции аппроксимации составляют карту параметров системы. Это процесс обучения, в котором неизвестные функции, а именно изменение параметров, моделируются нейронной сетью [6]. Нейронная сеть создает прямую связь, то есть соединения между последовательными слоями.

Проблема классификации в адаптивных нейронных сетях может быть решена путем связывания конкретной кодификации элементов к определенному классу. Во время обучения

разные величины, принадлежащие к различным классам, представлены в качестве входных данных, и искомый результат является кодификацией, связанной с классом представленной величины. Целевой функцией является среднеквадратическое отклонение между выходным параметром и соответствующей целью, которая сведена к минимуму с помощью алгоритма обучения. В случае получения не целого выходного параметра, это значение может округляться до получения классификации. Этот процесс требует определения границ нелинейных многомерных массивов, для того чтобы отделить различные классы, что позволяет для адаптивной нейронной сети делать адекватный выбор.

Чтобы получить корректные выходные параметры, способность генерировать нелинейные границы была изучена в плане количества слоев, типа функций активации и измерения уровня:

1. Количество слоев. Адаптивные нейронные сети с различными слоями, число которых может производить различные границы решения [6], представлены зависимостью на рис. 1.

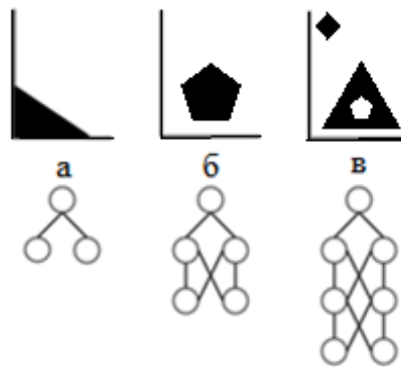


Рис. 1: Возможные границы решения, которые могут быть получены с помощью различного количества слоев в нейронной сети с прямой связью [6]

На рис. 1 видно, что различное число слоев ограничивают сложность границы, которые разграничивают различные классы. Для нейронной сети с одним слоем (а) границей является гиперплоскость. Для случая двух слоев (б) одна выпуклая область входного пространства разделена по сегментам гиперплоскостей. И для трех слоев (в) нейронная сеть способна определить произвольно границы, которые не выпуклые и не пересекаются [7].

2. Функции активации. Нейронные сети, состоящие из линейных функций, способны только на определение границ гиперплоскостью. Поскольку каждый слой представляет собой линейное преобразование в многомерном пространстве слоя с линейными функциями. Введение нелинейной функции приводит к нелинейным преобразованиям, которые определяются нелинейными границами [7].

3. Слой размер. Нейронные сети с меньшим числом параметров в слоях приводят к потере и сжатию, следствием которых является потеря информации [7]. В случае большого числа параметров в слоях – к проблеме получения избыточной информации, который усложняет процесс.

4. Классификация. Адаптивная нейронная сеть с различными количествами слоев может производить различные границы решения [7]. Возможное представление этой зависимости представлено на рис. 1.

Основным достоинством нейронных сетей является возможность «самообучения», позволяющая решить проблемы, которые трудно решить с помощью обычных алгоритмов. Обучение основывается на корректировке слоев и границ на основе примеров, которые состоят из определенных входов и соответствующих целевых выходов. Обучение – процесс увеличения переменной, в котором после каждого этапа слои корректируются, чтобы уменьшить несоответствие между переменным и целевым выводом. Основными алгоритмами обучения являются: градиентный спуск (метод нахождения локального экстремума) [8, 9], правило обучения Хебба [10], радиальная базисная функция [15] и т.д. Рекуррентная нейронная сеть с обратной связью является более сложной. Обратная связь – это связь логически более удаленного элемента к менее удаленному. Наличие обратных связей дает возможность сохранять и воссоздавать целые последовательности функций на один параметр. Это позволяет потоку информации двигаться в

обоих направлениях – вперед и назад. Это позволяет нейронной сети, с динамической памятью, распознавать и генерировать временные, а также пространственные структуры [12].

Использование нейронных сетей в системах релейной защиты позволяет усовершенствовать саму архитектуру устройств релейной защиты благодаря возможности учиться решать проблемы на примерах.

Список литературы:

1. Малафеев А.В., Панова Е.А., Болтачев В.А., Иркиенко И.В. Исследование чувствительности релейной защиты силовых трансформаторов и линий электропередачи в режимах аварийной сложной несимметрии сетей 110-220 кВ // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 3 т. Т.2. Екатеринбург: УрФУ, 2012. – С. 234 – 239.
2. Малафеев А.В., Панова Е.А., Болтачев В.А., Иркиенко И.В. Совершенствование релейной защиты силовых трансформаторов главных понизительных подстанций промышленного предприятия с целью повышения ее чувствительности к режимам сложной несимметрии // Промышленная энергетика. – 2013. – №3. – С. 13 – 18.
3. Панова Е.А., Малафеев А.В. Математическое моделирование релейной защиты силовых трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ для анализа её работы в аварийных несимметричных режимах в условиях систем промышленного электроснабжения // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-тех. конф., Т.2, г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платонова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 121-125.
4. Малафеев А.В., Панова Е.А., Кутлубаев Р.Ш., Редьков А.А. Релейная защита в системе электроснабжения // Главный энергетик. – 2013. – №12. – С. 48 – 53.
5. Christopher M. Bishop. Neural Networks for Pattern Recognition // Clarendon Press. – Oxford, 1995.
6. Zaman M. R., Rahman M. A. Experimental testing of the artificial neural network based protection of power transformers // IEEE Trans. On Power Delivery – April 1998, vol. 13, no. 2, pp. 510–517.
7. Vasilic S., Kezunovic M. Fuzzy ART neural network algorithm for classifying the power system faults // IEEE Transactions on Power Delivery – 2005, vol. 20, no. 2, pp. 1306–1314.
8. Samantaray S. R., Dash P. K., Panda G. Fault classification and ground detection using support vector machine // TENCON 2006, 00:0–2, 2006.
9. Osman A. H., Abdelazim T., Malik O. P. Transmission Line Distance Relaying Using On-Line Trained Neural Networks // IEEE Transactions on Power Delivery – 2005, vol. 20, no. 2, pp. 1257–1264.
10. Gilany M., Al-Kandari A., Hassan B. ANN based technique for enhancement of distance relay performance against open-conductor in HV transmission lines // 2010 The 2nd International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE) – 2010, vol. 5, pp. 50–54.
11. Meyar-Naimi H. A new fuzzy fault locator for series compensated transmission lines // 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering – 2012, pp. 53– 58.
12. Dash P. K., Pradhan A. K., Panda G. A novel fuzzy neural network based distance relaying scheme // IEEE Transactions on Power Delivery – July 2000, no. 3, pp. 902–907.

Анализ поплавковых электростанций типа ПВЭС и ПРЭС

Насипов Р.В., Тагиров И.Х., Гумерова М.Б., Гареев Р.И.

Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, г.Уфа

E-mail: settah@yandex.ru

Для существования и развития человечества необходимо производство энергии. В нашу жизнь настолько вошли тепло- и электроэнергия, что человек уже не может отказаться от их потребления. Но, несмотря на значительные достижения во многих областях науки, которыми отмечены последние десятилетия, проблема обеспечения населения Земли достаточным количеством природных и энергетических ресурсов до сих пор в полной мере не решена. Она приобретает особую актуальность по мере роста дефицита и истощения многих видов традиционных источников природного сырья. В ту же очередь, человек всё больше заостряет своё внимание на экономическом аспекте энергетики и требует экологически чистых энергетических производств. Это говорит о необходимости решения комплекса вопросов, среди которых перераспределение средств на покрытие нужд человечества, практическое использование в

народном хозяйстве достижения, поиск и разработка новых альтернативных технологий для выработки тепла и электроэнергии и т.д. [1,2]

Сегодня мировое сообщество уделяет всё больше внимания развитию и изучению новых возможностей решения этих проблем на основе использования как традиционных, так и возобновляемых энергоресурсов [3], к которым относятся ресурсы водной оболочки нашей планеты – гидросферы. Гидросфера Земли является потенциальным источником большинства ресурсов, необходимых для жизнедеятельности и жизнеобеспечения всего человечества и его дальнейшего устойчивого развития.

В структуре возобновляемых энергоресурсов весьма перспективным энергоносителем является энергия мировых вод, [4] в том числе рек, которые простираются во многих труднодоступных регионах планеты, что позволяет использовать их энергию для обеспечения энергетических потребностей местного населения, в результате чего уменьшается нагрузка на основную энергетическую сеть страны. [5]

Одним из перспективных средств преобразования энергии водной стихии являются поплавковые электростанции, среди которых можно выделить два вида:

- волновые, которые преобразуют энергию волн в электроэнергию, по средствам использования различного рода электромеханических преобразователей электроэнергии (ПВЭС);

- речные поточные, которые преобразуют линейное перемещение водных масс во вращательное движение, посредством вращающихся колес (турбин), которое затем с использованием генераторов преобразуется в электрическую энергию (ПРЭС).

Принцип действия ПВЭС заключается в том, что под действием морской волны поплавков – ПВЭС выводится из состояния покоя. Капсула вместе со всем содержимым начинает совершать колебательные движения, находясь под действием силы притяжения Земли и Архимедовой силы. После перехода капсулы в колебательное движение колебательная система преобразователя также приходит в движение. Через некоторое время в такой системе устанавливается режим вынужденных колебаний с частотой, близкой к частоте колебаний поплавка в воде.

Механический привод, сцепленный с колебательной системой, передает вращательное усилие на вал электрогенератора, вырабатывающего электроэнергию.

Также для повышения эффективности действия электростанции в её состав может входить накопитель энергии. Использование накопителя энергии в качестве энергетического буфера позволяет создавать запас энергии в периоды максимальной нагрузки электрогенератора, а в периоды максимальной нагрузки или морского затишья поддерживать его вращение.

Исходя из принципа действия ПВЭС данного типа, частота колебаний капсулы в воде не зависит от особенностей процесса волнообразования в море, который, как правило, носит случайный характер. Устройство ПВЭС обеспечивает надежное функционирование системы ПВЭС – волна – земля при любых длинах, скоростях, интенсивностях и направлениях распространения морских волн [4]

В зависимости от назначения возможно создание модулей ПВЭС, как на малые (менее 1 кВт), так и на большие (более 1 кВт) выходные мощности.

Одним из перспективных аналогов поплавковой волновой электростанции морского базирования является ПВЭС капсульного типа [4].

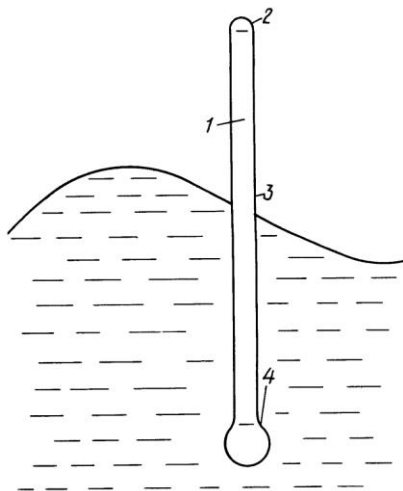
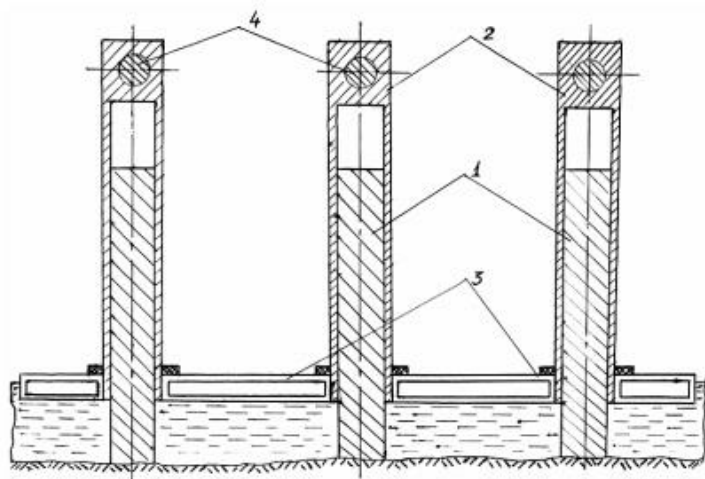


Рис.1 Общий вид ПВЭС капсульного типа

ПВЭС капсульного типа содержит корпус 1 поплавка (рис.1), выполненный в виде герметичной капсулы цилиндрической формы, верхняя часть которой выполнена в виде полусферы 3 радиуса, равного радиусу цилиндрической части 3 корпуса поплавка, а нижняя часть корпуса поплавка выполнена в виде сферы 4. Внутри корпуса 1 размещен механический преобразователь энергии морских волн, выполненный заодно с линейным электрогенератором. Механический преобразователь энергии морских волн выполняется в виде упругого маятника [4].

В отличие от ПВЭС, поплавковая речная электростанция [6] относится к области электроэнергетики и может быть использована при строительстве речных бесплотинных поплавковых электростанций, где основным источником энергии является движение воды.

ПРЭС содержит поплавковое основание, которое включает в себя неподвижные железобетонные опоры 1, подвижные стойки 2, неподвижно соединение с поплавками 3 (рис.2). На роликовых подшипниках, установленных на подвижных стойках 2, размещены валы 4 с жестко установленными на них турбинными колесами 5. Валы 4 через редукторы 6 соединены с электрогенераторами 7. Для направления потока речной воды на турбинные колеса 5 установлены отбойники воды 8, которые задают ширину и глубину водяного потока, его начальную скорость. Они расширены со стороны входа, изготовлены из железобетонных плит и установлены в грунт дна реки, которое в промежутке между отбойниками воды имеет заданное углубление. Железобетонные опоры 1 устанавливаются в грунт дна реки таким образом, чтобы обеспечить максимальную скорость водяного потока реки, воздействующего на лопасти. На железобетонные опоры свободно насаживаются подвижные стойки 2 вместе с поплавками 3. На попарно



расположенных стойках в роликовых подшипниках размещаются валы с турбинными колесами. Для максимального использования энергии речного потока на каждом валу размещены минимум по две турбины-колеса, а минимальное число секций равняется трем.

Рис.2 Конструкция поплавкового основания

При размещении данной электростанции на реках прибрежный речной водяной поток захватывается отбойниками воды и движется ускоренно на входе и, воздействуя на лопасти турбинных колес, приводит их во вращение. При этом вращение с помощью валов через редукторы приходит на роторы электрогенераторов с требуемой угловой скоростью. Происходит непрерывная выработка электрической энергии электрогенераторами (рис.3) [6].

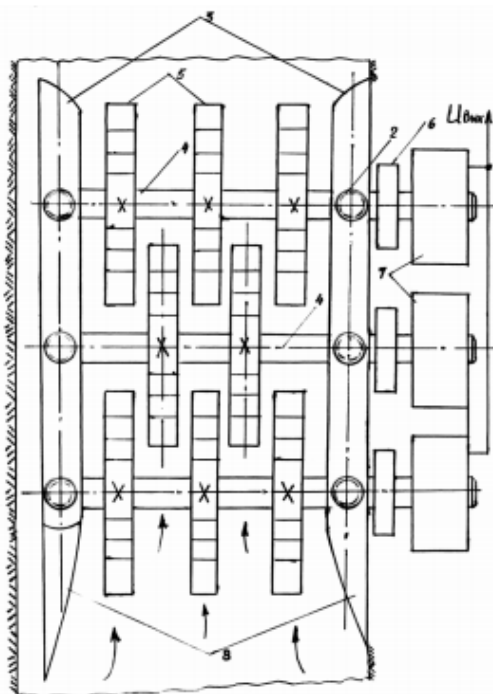


Рис.3 Конструкция многосекционной поплавковой речной электростанции

Недостатками данных установок по сравнению с другими альтернативными источниками энергии являются:

1. Невысокий КПД, обусловленный периодичностью образования волн для ПВЭС и непостоянством речного потока для ПРЭС;
2. Необходимость немалых площадей для размещения многомодульных конструкций;

Но в свою очередь, можно выделить такие достоинства, как:

1. Использование в суровых климатических условиях с большим количеством волн для ПВЭС и в местах протекания бурных рек для ПРЭС, где жизнедеятельность человека весьма затруднительна;
2. Простота конструкции, что ведет к повышению надежности и ремонтпригодности;
3. Возможность разгрузки основных электростанций.

Таким образом, можно отметить, что к современным электростанциям наряду с энергоэкономическими предъявляются требования по экологической чистоте. В этом отношении

большое значение имеет создание источников и преобразователей энергии, не оказывающих отрицательного воздействия на окружающую среду. Перспективными с этой точки зрения являются гидро- и ветроэлектростанции. Наряду с такими достоинствами, как использование возобновляемых источников энергии и экологическая чистота, эти электростанции позволили бы свести к нулю не только факторы теплогазового загрязнения, присущие тепловым электростанциям, но даже такие факторы загрязнения окружающей среды, создаваемые наземными электростанциями, как шум и вибрации [4].

Список литературы:

1. Бушуев В.В. Энергия-Вода-Эволюция. – М.: ИАЦ Энергия, 2008. – 140 с.
2. Альтернативные источники энергии [Электронный ресурс] URL: http://www.0zd.ru/fizika_i_energetika/alternativnye_istochniki_energii_2.html (дата обращения: 25.11.2015).
3. Безруких П.П., Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии. – М.: РАСХН, 2005.
4. Поплавковая волновая электростанция: пат. 2037642 Рос. Федерация. № 93 93043446; заявл. 31.08.1993; опубл. 19.06.1995.
5. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
6. Многосекционная поплавковая речная электростанция: пат.6061 Республика Беларусь. № u 20090782, заявл. 23.09.2009, опубл. 28.02.2009.

Обзор методов расчета режима однофазного короткого замыкания в задаче дистанционного определения места повреждения в сетях напряжением 110 кВ

Павлова А.И.

*ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет
им. Г.И. Носова»*

panova.ea@gmail.com

Сети электроснабжения напряжением 110 кВ промышленных предприятий отличаются наличием коротких линий, преобладанием коротких участков над замкнутыми и сосредоточением сравнительно крупных электроприемников на небольших площадях. Указанные особенности значительно усложняют дистанционное определение места повреждения (ОМП) в таких сетях существующими средствами. Таким образом, актуальной является задача разработки оригинального программного обеспечения, ориентированного на выполнение расчетов параметров режима однофазного короткого замыкания в сетях с эффективно заземленной нейтралью систем электроснабжения промышленных предприятий.

Важным моментом при решении этой задачи является выбор метода, используемого для расчета параметров режима однофазного замыкания на землю.

Наиболее полно схема замещения элементов сети представлена при использовании метода фазных координат [1, 2], когда для расчета параметров режима составляется трехфазная схема замещения, а параметры каждого элемента расчетной схемы представляются в виде матрицы размерностью 3×3 на основной диагонали которой расположены сопротивления фаз, а остальные элементы заполняются сопротивлениями, обусловленными взаимным влиянием фаз. Такой подход хоть и является наиболее адекватным с точки зрения представления схемы замещения, однако расчеты при этом становятся громоздкими, а при необходимости расчета отдельных составляющих тока их необходимо выделять из фазных значений.

Распространенным также является метод комплексных схем замещения, подробно рассмотренный в [3, 4], согласно которому схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, в зависимости от вида повреждения, соединяются между собой последовательно либо параллельно, для получения результирующей схемы замещения сети в аварийном режиме. Такой метод позволяет определить фазные токи и напряжения в месте повреждения, однако не дает возможность рассчитать токораспределение в сети.

Метод аварийного шунта, основанный на правиле эквивалентности прямой последовательности [3], подразумевает расчет режима несимметричного короткого замыкания на основе схемы замещения прямой последовательности, т.е. как режима трехфазного короткого замыкания за добавочным сопротивлением, величина которого определяется в зависимости от

вида повреждения. Такой метод хоть и сравнительно прост в реализации, однако дает неадекватное токораспределение.

В работе [2] приведены также специфические методы, такие как метод несимметричных составляющих и специальные системы составляющих, однако они являются узконаправленными и применяются только для отстройки отдельных видов устройств релейной защиты.

Одним из наиболее простых и эффективных методов расчета параметров несимметричных режимов является метод симметричных составляющих [5], позволяющих выполнять расчеты как фазных значений электрических величин, так и их составляющих, не прибегая к дополнительным пересчетам. Кроме режимов однократной поперечной несимметрии данный метод позволяет выполнять расчеты неполнофазных [6] и сложносимметричных [7, 8] режимов.

Из всего сказанного выше можно сделать вывод, что разрабатываемый автором статьи программный модуль для расчета режима однофазного короткого замыкания с целью ОМП в сетях с эффективно заземленной нейтралью будет основан на использовании алгоритма расчета методом симметричных составляющих. В качестве задела разработаны также математические модели воздушных линий электропередачи, подробное описание которых приведено в [9].

Список литературы

1. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложносимметричные режимы электрических систем. — Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та. — 2005. — 273 с.
2. Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 528 с.
3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1970. — 519 с.
4. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов; под ред. И.П. Крючкова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008. — 416 с.
5. Щедрин Н.Н. Токи короткого замыкания высоковольтных систем Н.Н. Щедрин. — М. — Л.: ОНТИ, 1935. — 456 с.
6. Моделирование неполнофазных аварийных режимов в задаче расчета и анализа работы систем промышленного электроснабжения / А.В. Малафеев, Е.А. Панова, С.В. Беляев, А.А. Емельянов, А.Я. Альбрехт, О.Ю. Биктеева // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. — 2011. — №4. — С. 119–123.
7. Малафеев А.В., Панова Е.А. Алгоритм расчета сложносимметричных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий // Главный энергетик. — 2011. — №3. — С. 35 – 39.
8. Панова Е.А. Повышение режимной надежности систем электроснабжения промышленных предприятий в условиях аварийной несимметрии : дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03: защищена 25.05.12; утв. 10.06.13 / Панова Евгения Александровна. — Магнитогорск, 2012. — 205 с. — Библиогр.: с. 137—157.
9. Панова Е.А., Савельева К.С. Определение удельных электрических параметров воздушных линий электропередачи // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. — 2014. — №10. — С.16-22.

Повышение энергоэффективности предприятия электрических сетей

Проскурякова М.М.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: proskuryakova-m@mail.ru

Технологическое взаимодействие генераторов, сетей, энергосбытов и потребителей электроэнергии по энергосбережению и повышению энергетической эффективности — важная бизнес — задача, а также важнейшая государственная задача. Правительством Российской Федерации в 2009 г. была обозначена задача на ближайшие годы — повышение эффективности экономики на 40 % [1], одним из основных путей в достижении этой цели является повышение энергоэффективности во всех сферах потребления и производства энергии.

Основным критерием оценки энергоэффективности распределительных электрических сетей, является уровень потерь при транспортировке электрической энергии. Величина потерь электроэнергии характеризует существующее техническое состояние оборудования, уровень

эксплуатации распределительных электрических сетей, состояние систем учета электрической энергии.

Современное состояние энергетической отрасли характеризуется значительным износом оборудования и снижением финансирования, связанного с поддержанием его в нормальном эксплуатационном состоянии. Это полностью относится и к основному оборудованию электрических сетей. Сегодня изношенность основных фондов в электроэнергетике в России составляет 50-70%. Такая же ситуация наблюдается в электросетевом комплексе. В некоторых регионах износ распределительных сетей достигает 70%, за рубежом этот показатель составляет 27-44%. Устаревшее оборудование работает неэффективно, потребляя слишком много энергии. Так затраты на энергоносители в структуре себестоимости продукции промышленных предприятий в России в среднем в 1,7 раза превышают аналогичные показатели в Китае, в 7 раз – в США и в 12 раз – в странах Евросоюза [2].

Высокая степень износа основного оборудования сетевого комплекса, плохое состояние объектов инфраструктуры, отсутствие у сетевых компаний программ по энергоэффективности, все это приводит к увеличению потерь электроэнергии.

Фактические потери электрической энергии в России находятся в диапазоне 10-12%. Это частично связано с большими расстояниями РФ, высоким уровнем трансформации при производстве и передаче энергии, малой плотностью населения и климатическими условиями. Однако, технические потери невысоки. Главная причина высоких потерь в электрических сетях – ежегодный рост коммерческих потерь. Коммерческие потери обусловлены нарушением в системах учета электрической энергии, самовольным присоединением потребителей к электрическим сетям, которые могут привести к безучетному потреблению электрической энергии (искажению величины потребленной электрической энергии), а также к бездоговорному потреблению электроэнергии.

Анализ причин изменения уровня потерь электроэнергии является комплексной задачей. Оценка структурных составляющих фактических потерь электроэнергии на примере региональной сетевой компании представлена на рисунке 1.

Из рисунка 1 видно, что большую часть фактических потерь составляют технологические потери электроэнергии. Технические потери являются неотъемлемой составляющей работы на электроэнергетическом рынке и учитываются при расчете тарифа.

Коммерческие потери, связанные с организацией контроля потребления электроэнергии, составляют 1,82% от величины отпуска в сеть. Из них 1,39% - сверхнормативные потери. Всю финансовую ответственность за коммерческие потери, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, несут сетевые организации [3].

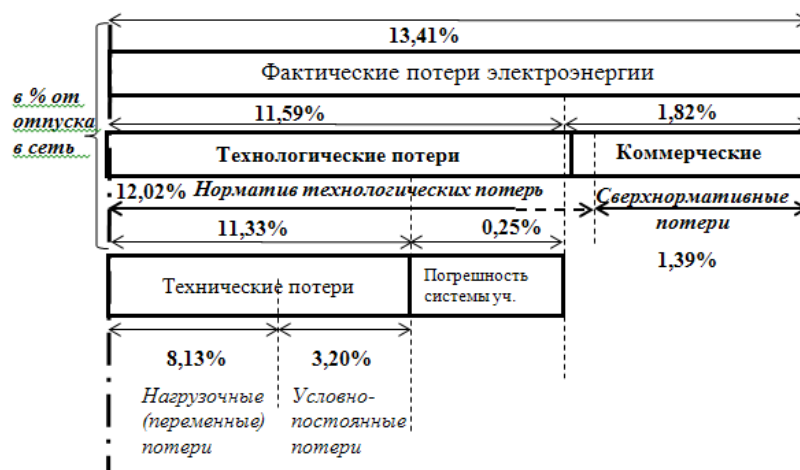


Рис. 1. Структура фактических потерь электрической энергии

Фактические потери электрической энергии существенно различаются по филиалам сетевой компании. Наибольшие отчетные потери электрической энергии в одном из филиалов составляют 26,3% от отпуска электрической энергии в электрическую сеть, что является недопустимым.

Сверхнормативные потери региональной сетевой компании составляют около 33% величины фактических потерь э/э. Особенно остро проблема сверхнормативных потерь стоит перед филиалом №3, в котором сверхнормативные потери составляют 49,5% [3].

Становится все более очевидным, что резкое обострение проблемы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях требует активного поиска новых путей ее решения, новых подходов к выбору соответствующих мероприятий.

Для выработки стратегических направлений в рамках снижения потерь электрической энергии, филиалами региональных электрических сетей должен разрабатываться годовой план мероприятий. В таблице 1 приведена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности сетевой компании.

Наибольший удельный вес в планируемом экономическом эффекте имеют такие мероприятия как фиксация безучетного потребления, снятие контрольных показателей, фиксация бездоговорного потребления, и составляют – 31,14%, 19,20%, 18,85% соответственно.

Однако, глядя на фактические данные, можно сказать, что не удалось реализовать плановый показатель в полной мере по мероприятию «фиксация безучетного потребления». Осуществлено только 64,5% от планируемого экономического эффекта.

Несмотря на активную позицию, эффективность проведения мероприятий, направленных на снижение коммерческих потерь, в филиале №3 естественным образом снижается из-за высоких сверхнормативных потерь, что создает предпосылки внедрения дополнительных, ранее не рассматриваемых мероприятий [3].

Таблица 1. Сравнение плановых и фактических показателей эффективности выполнения мероприятий, направленных на снижение потерь

Наименование мероприятия	Экономический эффект		
	План	Факт	% выполнения
1. Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на 2-х трансформаторных подстанциях	9,30%	11,12%	134,40%
2. Отключение трансформаторов с сезонной нагрузкой	2,24%	2,49%	114,40%
3. Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ (ВЛ)	1,99%	2,04%	160,70%
4. Снижение расхода электроэнергии на СН	6,81%	4,53%	100%
5. Снижение расхода электроэнергии на ХН	2,76%	6,50%	100%
6. Снятие контрольных показаний ПУ абонентов - юридических лиц, установленных в сетях потребителей	19,20%	26,23%	203,20%
7. Фиксация безучетного потребления электроэнергии	31,14%	21,75%	64,50%
8. Фиксация бездоговорного потребления электроэнергии	18,85%	23,72%	150,20%
9. Замена проводов на перегруженных линиях (в рамках ремонтной программы)	1,99%	1,43%	98,30%
10. Разукрупнение сетей (в рамках программы реконструкции эл.сетей)	0,54%	0,19%	61,40%
Итого:	100%	100%	116,90%

Выбор обоснованного перечня приоритетных мероприятий по снижению коммерческих потерь электроэнергии невозможен без детального расчета структуры потерь, расчета фактических и допустимых небалансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом.

Таким образом, в план работ по снижению потерь электрической энергии можно включить такие мероприятия как:

- формирование пофидерного баланса;
- выявление очагов сверхнормативных потерь электрической энергии.

Высокий процент сверхнормативных потерь в филиале №3 требует оценки неэффективности участков (фидеров) сети. Так как коммерческие потери электроэнергии сосредоточены в основном в электрических сетях 0,4–110 кВ, наибольшее внимание должно быть уделено уточнению расчетов балансов в электрических сетях именно этого класса напряжения.

Для быстрого анализа данных учета, предоставляемых энергосбытовой компанией, составления балансов электроэнергии, определения коммерческих потерь предложен алгоритм пофидерного анализа, который представлен на рисунке 2.

Для проведения пофидерного анализа рассмотрена схема проблемного участка сети. В результате анализа был определен фидер (участок сети) с наибольшими потерями электрической энергии, в котором сверхнормативные потери составили 33,42%. Анализ баланса мощности проводился по всем фидерам и подстанциям распределительной сети. Для более детального анализа был определен состав каждого фидера – все входящие в него линии и подстанции.

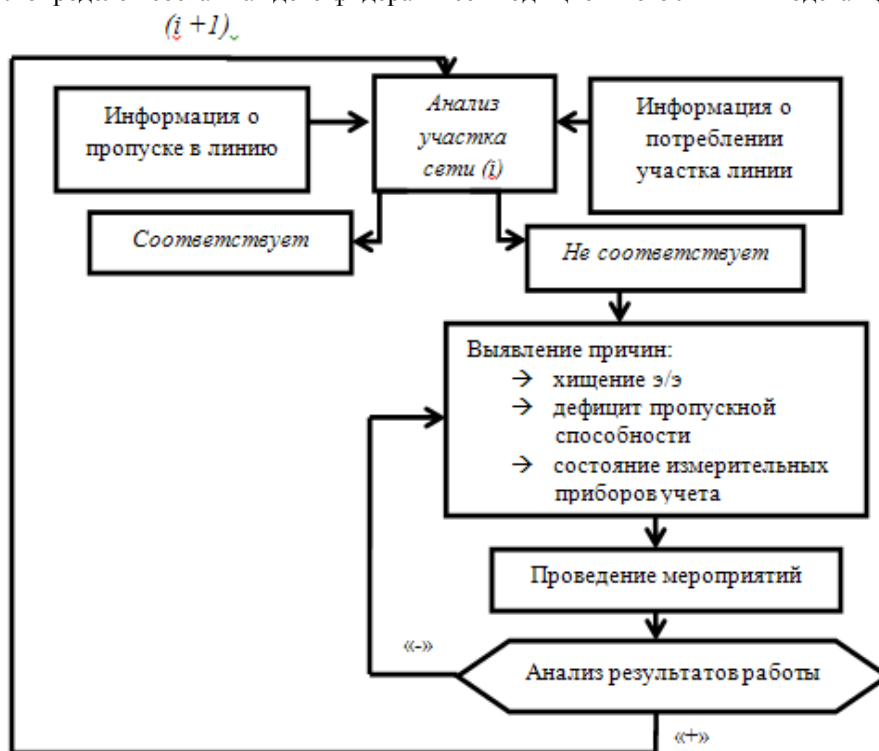


Рис. 2. Алгоритм пофидерного анализа участка сети

Расчет пофидерного баланса позволил выявить проблемный участок сети. Данный потребитель относится к производственной сфере энергоснабжения. Для таких потребителей наиболее рациональным является проведение рейда филиалом №3 с целью выявления и пресечения: самовольных подключений к воздушным линиям и в трансформаторную подстанцию, безучетного потребления. По предварительной оценке, выполненной в работе ожидаемый эффект может составить 36864 кВтч [3].

Таким образом, решающее значение при выборе мероприятий по совершенствованию учета и мест их внедрения имеют выполнение расчетов и анализ допустимых и фактических небалансов электроэнергии, т.е. осуществление пофидерного анализа. С учетом предложенного алгоритма пофидерного анализа, могут быть выявлены участки сети с наибольшими коммерческими потерями электрической энергии.

Список литературы:

1. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"
2. Дронова Ю.В. Проблемы организации и реализации программ энергосбережения для предприятий муниципальной и федеральной собственности // Бизнес. Образование. Право.

Вестник Волгоградского института бизнеса.2012. № 3 (20). С. 92–97.

3. Проскурякова М.М. Анализ направлений повышения энергоэффективности предприятия электрических сетей // Социально-экономические исследования, гуманитарные науки и юриспруденция: теория и практика: сборник материалов II Международной научно-практической конференции / Под общ.ред. С.С. Чернова. – Новосибирск: Издательство ЦРНС, 2015. – 188 с. - С. 71-79.

Использование попутного нефтяного газа в качестве топлива для котельных промышленных предприятий

Николаева Л.А., Хуснутдинов А.Н.

Казанский государственный энергетический университет, Россия, г. Казань

E-mail: aktuba@mail.ru

В России ежегодно по официальным данным извлекается около 55 млрд. м³ попутного нефтяного газа (ПНГ). Из них порядка 20-25 млрд. м³ сжигается на месторождениях и лишь порядка 15-20 млрд. м³ используется в химической промышленности.

Решение проблемы утилизации попутного газа – это не только вопрос экологии и ресурсосбережения, это еще и потенциальный национальный проект стоимостью \$10 - \$15 млрд. Попутный нефтяной газ – ценнейшее топливно-энергетическое и химическое сырье. Только утилизация объемов ПНГ, переработка которых является экономически рентабельной при текущей конъюнктуре рынка, позволила бы ежегодно производить до 5-6 млн. тонн жидких углеводородов, 3-4 млрд. м³ этана, 15-20 млрд. м³ сухого газа или 60 – 70 тыс. ГВт*ч электроэнергии. Возможный суммарный эффект составит до \$10 млрд./год в ценах внутреннего рынка или почти 1% ВВП Российской Федерации.

В отличие от известного всем природного газа попутный нефтяной газ содержит в своем составе кроме метана и этана большую долю пропанов, бутанов и паров более тяжелых углеводородов. Во многих попутных газах, в зависимости от месторождения, содержатся также неуглеводородные компоненты: сероводород и меркаптаны, углекислый газ, азот, гелий и аргон.

Нефть и газ скапливаются в таких участках земной коры (“ловушках”), где физические и геологические условия благоприятствуют длительному сохранению. В нефтяной залежи газ, сопровождающий нефть, может находиться в растворенном виде (тяжелые углеводороды) или располагаться над нефтью, образуя газовую “шапку”. Состав свободных газов, находящихся непосредственно над нефтью или мигрировавших в выше расположенные коллекторы, может сильно отличаться от состава газов, растворенных в нефти. Состав газов нефтяных попутных, выделяющихся из нефти в процессе ее добычи, значительно отличается от состава свободных газов, добываемых из газоносных пластов того же месторождения. Состав нефтяных попутных газов зависит от природы нефти, в который они заключены, а также от принятой схемы отделения газа от нефти при выходе их из скважины. Состав попутных газов некоторых нефтегазовых месторождений России показан в таблице 1.

Таблица 1. Состав нефтяных попутных газов

Месторождение	Метан	Этан	Пропан	Бутаны	Высшие углеводороды	Другие газы: N, CO, H S
Туймазинское	41,9	20,0	17,3	7,9	3,3	9,6
Ромашкинское	37,0	20,0	18,5	8,2	4,7	11,6
Бугурусланское	72,5	9,8	7,5	8,3	-	1,9
Грозненское	30,8	7,5	21,5	20,4	19,8	-
Сураханское	89,7	0,16	0,13	0,28	1,26	8,4

Попутный нефтяной газ является важным сырьем для энергетики и химической промышленности. ПНГ имеет высокую теплотворную способность, которая колеблется в пределах от 9 000 до 15 000 Ккал/ м³, но его использование в энергогенерации затрудняется нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку («осушку») газа.

Сжигание попутного нефтяного газа – серьезная экологическая проблема как для самих нефтедобывающих регионов, так и для глобальной окружающей среды. Ежегодно в России в результате сжигания попутных нефтяных газов в атмосферу попадает более миллиона тонн загрязняющих веществ, включая углекислый газ, диоксид серы и сажевые частицы.

Сжигание попутного газа загрязняет окружающую среду. Вокруг факела действует термическое разрушение, которое поражает почву в радиусе 10–25 метров и растительность в пределах 50–150 метров. В процессе сгорания в атмосферу попадают окиси азота и углерода, сернистый ангидрид, а также несгоревшие углеводороды. Ученые подсчитали, что в результате сжигания ПНГ выбрасывается около 0,5 млн тонн сажи в год. Также продукты сгорания газа очень опасны для здоровья человека. Согласно статистическим данным, в нефтеперерабатывающем регионе России – Республике Татарстан – заболеваемость населения по многим видам болезней выше средних показателей по всей стране. Особенно часто жители региона страдают патологиями дыхательных органов. Наблюдается тенденция роста числа новообразований, заболеваний органов чувств и нервной системы.

Важным шагом развития рационального использования ПНГ стало Постановление № 7 от 08.01.2009 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», включающие требование 95%-го использования ПНГ для всех компаний к 2012 году под угрозой серьезных штрафов.

Данное постановление вызвало значительный резонанс. По мнению как экспертов, так и представителей нефтяной отрасли, Постановление № 7 оказалось связано с рисками и для компаний, и для отрасли в целом. По некоторым оценкам, рост платежей с 2012 года мог увеличиться в отдельных случаях до 130 раз по сравнению с предыдущим периодом.

В настоящее время в виде топлива для котельных промышленных предприятий используются природный газ, дизельное топливо. Наиболее «выгодным» видом топлива для предприятий Республики Татарстан становится именно попутный нефтяной газ, без переработки он может использоваться для выработки тепловой энергии, что является альтернативным выходом в разрешении ситуации с требованием максимальной утилизации попутного нефтяного газа согласно законодательству Российской Федерации.

Конструктивные особенности современных котельных позволяют эксплуатировать их с высоким КПД и с минимальным количеством вредных выбросов в атмосферу.

Список литературы:

1. Neftegaz.ru: [Электронный ресурс]/режим доступа: <http://Россия, ПФО // Нефть, газ, уголь // Neftegaz.ru>, 9 января 2013 № 729265.
2. Утилизация попутного нефтяного газа: проблема 2012. - М.: Энергетический центр СКОЛКОВО, 2012.

Автоматические системы оповещения на опасных производственных объектах

Потехина А.А., Романизов И.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: potehina_1994@mail.ru

Атомная электростанция – это ядерная установка, предназначенная для производства электрической энергии. АЭС приносят много пользы обществу. Однако самый большой недостаток атомных электростанций – это возможные технические аварии и их последствия. Последствия любой аварии на АЭС крайне тяжелы для всей окружающей среды. При серьезной аварии в атмосферу и гидросферу выбрасывается огромное количество радиоактивных веществ, которые очень сильно загрязняют окружающую среду. Страдает не только природа, но и люди. Радиация попадает в организм человека, что приводит к ослаблению иммунитета, возникновению раковых заболеваний, в том числе и лучевой болезни. Большое количество радиации и вовсе смертельно для человека. [1]

Возникновение аварии, например, возгорание какого-либо отсека или взрыв трансформатора, может повлечь за собой пожар на объекте. Несвоевременное оповещение об аварии может привести к гибели людей и выбросу большого количества радиоактивных веществ, которые окажут пагубное воздействие на окружающую среду.

Современные атомные электростанции оборудуются самыми передовыми и эффективными системами безопасности, позволяющими значительно снизить риск возникновения самой аварии, а также значительно уменьшить негативное воздействие радиации на окружающую среду. Современные системы безопасности практически полностью обеспечивают защиту активной зоны реактора, почти исключают возможность её расплавления и возможность взрыва, утечки радиации. Однако полной гарантии безопасности эти системы не дают. [1]

На особо опасных объектах, где есть угроза возникновения ЧС, должна быть сформированная система оповещения, сразу информирующая персонал, руководящий состав и противопо-

жарные службы, которая поможет свести человеческие и материальные потери к минимуму.

В случае пожара важно незамедлительно сообщить противопожарным службам о возникшей ситуации. Чтобы ускорить передачу сигнала о возникновении возгорания на пульт МЧС необходимо свести к минимуму или полностью исключить человеческий фактор.

В настоящий момент в федеральном законе РФ № 117 от 10.07.2012 «О внесении изменений в Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (№123-ФЗ) в статье 83 прописано: «Системы пожарной сигнализации должны обеспечивать подачу светового и звукового сигналов о возникновении пожара на приемно-контрольное устройство в помещении дежурного персонала или на специальные выносные устройства оповещения, а в зданиях классов функциональной пожарной опасности Ф1.1, Ф1.2, Ф4.1, Ф4.2 - с дублированием этих сигналов на пульт подразделения пожарной охраны без участия работников объекта и (или) транслирующей этот сигнал организации». [2]

Ф 1.1. Детские дошкольные учреждения, специализированные дома престарелых и инвалидов (неквартирные), больницы, спальные корпуса школ-интернатов и детских учреждений;

Ф 1.2. Гостиницы, общежития, спальные корпуса санаториев и домов отдыха общего типа, кемпингов, мотелей и пансионатов;

Ф 4.1. Школы, внешкольные учебные заведения, средние специальные учебные заведения, профессионально-технические училища;

Ф 4.2. Высшие учебные заведения, учреждения повышения квалификации. [3]

Общим критерием данных объектов является массовое скопление людей. Рассматривая данный аспект на атомных электростанциях, необходимо заметить, что в случае аварии возможны более глобальные последствия, так как кроме самого объекта, может быть нанесен ущерб и прилегающей территории.

Система автоматической передачи сигнала в пожарную часть была принята на снабжение 28.12.2009 года приказом МЧС России № 743, Она предназначена для:

- автоматизированного вызова Федеральной противопожарной службы, минуя оперативный персонал самих объектов;
- контроля развития пожара с точностью до извещателя и передачи в штаб пожаротушения актуальной информации о развитии ситуации с отображением на плане объекта;
- определения путей эвакуации и планирования мер по ликвидации пожаров;
- сбора, хранения и передачи информации о состоянии устройств систем пожарной сигнализации. [4]

С помощью данного оборудования информация о возгорании будет сразу поступать в ЕДДС, что сэкономит время реагирования противопожарных служб.



Рис.1. Время передачи сигнала в пожарную службу

Из рисунка 1 видно, даже если объект оборудован традиционными системами пожарной сигнализации, персонал может сообщить о пожаре на пульт дежурного «01» только по телефону. Как правило, это происходит слишком поздно. Задержка только на передачу сигнала может

достигать 15 минут. А при использовании автоматической системы оповещения передача сигнала на пульт осуществляется автоматически. Это позволяет сократить время вызова пожарного расчета до 1 минуты.

Данная статья подчеркивает важность внедрения автоматического оповещения противопожарных служб на атомных электростанциях, т.к. возможен ущерб не только самого объекта, но и прилегающих к нему населенных пунктов. Вовремя локализовать источник, ликвидировать аварию означает нанести незначительный вред объекту, а не полное его уничтожение, спасти персонал, а также людей, проживающих в ближайших населенных пунктах, не позволить аварии разрастись в большие масштабы.

Список литературы:

1. Современные электростанции [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.ukgras.ru/atomnye-elektrostantsii-aes/vozddeystvie-na-okruzhayuschuyu-sredu/25-avarii-i-ih-negativnoe-vozddeystvie-na-okruzhayuschuyu-sredu.html> (дата обращения: 17.11.2015).
2. Федеральный закон от 10 июля 2012г. № 117-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
3. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
4. СПМ35 Служба пожарного мониторинга вологодской области [Электронный ресурс]. – режим доступа: http://spm35.ru/technology/about_system (дата обращения: 17.11.2015)

Сравнительный анализ способов формирования тока торможения в микропроцессорных терминалах дифференциальной защиты

Федосов Д.С., Этингов Д.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет, Россия, г. Иркутск

E-mail: fedosov_ds@istu.edu, dmitriyetingov@gmail.com

При выполнении релейной защиты основного оборудования электрических систем широкое применение нашёл дифференциальный принцип. Он позволяет выполнить абсолютно селективную дифференциальную защиту (ДЗ), обладающую высокой чувствительностью и быстродействием. Переход на цифровую элементную базу привёл к появлению у ДЗ особенностей, связанных с формированием величин для определения условий срабатывания – тормозного и дифференциального тока.

На рис. 1 представлена схема ДЗ для одной фазы, поясняющая принцип работы защиты при внешних КЗ и КЗ в защищаемой зоне [1]. Здесь и далее для анализа используется ДЗ с двумя плечами (ВН и НН). Все токи представлены в относительных единицах, приведённых к базисному току соответствующей ступени напряжения.

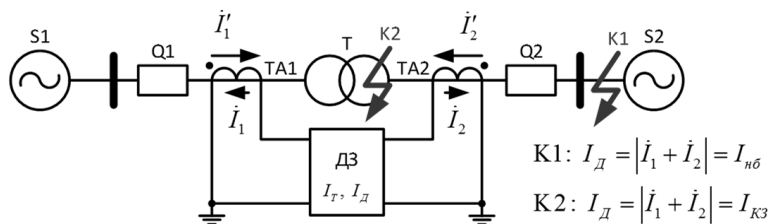


Рис. 1. Принципиальная схема дифференциальной защиты трансформатора с указанием точек внешнего КЗ (K1) и КЗ в зоне действия защиты (K2)

При внешнем КЗ в защите появляется дифференциальный ток I_D , называемый током небаланса и обусловленный, главным образом, погрешностью трансформаторов тока (ТТ). Погрешность дополнительно увеличивается из-за неидентичности характеристик намагничивания ТТ и из-за наличия аperiodической составляющей в токе КЗ [1].

Для недопущения ложного срабатывания ДЗ при появлении тока небаланса применяется торможение. При этом происходит автоматическое увеличение уставки защиты с ростом тока небаланса, т. е. тока внешнего КЗ [2]. Таким образом, ток небаланса является рабочей электрической величиной, а ток внешнего КЗ – тормозной величиной. На рис. 2 представлена характеристика торможения цифровой ДЗ. В терминалах различных производителей количество отрезков характеристики может быть разным.

Очевидно, что ток торможения I_T должен быть функционально связан с током внешнего КЗ, протекающим в плечах ДЗ (токи I_1 и I_2). При применении магнитного торможения в реле серий РНТ и ДЗТ в качестве тормозного тока используется ток одного или нескольких плеч. Этот ток создаёт магнитодвижущую силу торможения, насыщающую промежуточный трансформатор реле, за счёт чего ухудшается трансформация рабочего тока в исполнительный орган реле [3]. С переходом на микропроцессорную элементную базу появилась возможность формировать ток торможения цифровым путём.

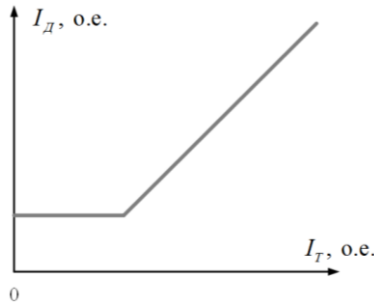


Рис. 2. Характеристика торможения цифровой дифференциальной защиты

В настоящее время широкое распространение получили следующие варианты формирования тока торможения:

- 1) полусумма модулей токов в плечах защиты (ALSTOM MiCOM P643, Бреслер TOP 200-ДЗЛ 27 и др.) [4, 5]:

$$I_T = 0,5 \cdot (|\dot{I}_1| + |\dot{I}_2|) \quad (1)$$

- 2) максимальный модуль тока в плечах защиты (Schneider Electric Sepam T87, Siemens SIPROTEC 7SD610 и др.) [6, 7]:

$$I_T = \max \{ |\dot{I}_1|, |\dot{I}_2| \} \quad (2)$$

- 3) квадратный корень из вещественной части произведения вектора тока $\dot{I}_1$ на сопряжённый комплекс тока $\dot{I}_2^*$ (ABB REG216, ЭКРА ШЭ 2607 041 и др.) [8, 9]:

$$I_T = \begin{cases} 0, & \text{при } -\frac{\pi}{2} < \arg(\dot{I}_1 / \dot{I}_2) < \frac{\pi}{2} \\ \sqrt{|\dot{I}_1| \cdot |\dot{I}_2| \cdot \cos[\arg(\dot{I}_1 / \dot{I}_2)]}, & \text{при } \frac{\pi}{2} \leq \arg(\dot{I}_1 / \dot{I}_2) \leq \frac{3\pi}{2} \end{cases} \quad (3)$$

Фактически при внешнем КЗ будет выполняться условие $\frac{\pi}{2} \leq \arg(\dot{I}_1 / \dot{I}_2) \leq \frac{3\pi}{2}$ при выбранных на рис. 1 направлениях токов, поэтому условие (3) примет однозначный вид:

$$I_T = \sqrt{|\dot{I}_1| \cdot |\dot{I}_2| \cdot \cos[\arg(\dot{I}_1 / \dot{I}_2)]} \quad (4)$$

```

1 - clear;
2 - I=[0.2:0.2:3];
3 - diap_I=[0.5:0.1:1];
4 - diap_d=[0.5:40];
5
6 - for k=1:length(I);
7 -     for l=1:length(diap_I);
8 -         for m=1:length(diap_d);
9 -             I1(m+(l-1)*length(diap_d),k)=I(k)*diap_I(l)*exp(j*diap_d(m)*pi/180);
10 -        end;
11 -     end;
12 - end;
13
14 - I2=I1;
15
16 - for k=1:length(I);
17 -     for m=1:length(I1);
18 -         for n=1:length(I2);
19 -             It_3d1(n,m,k)=0.5*(abs(I1(m,k))+abs(I2(n,k)));
20 -             It_3d2(n,m,k)=max([abs(I1(m,k)) abs(I2(n,k))]);
21 -             It_3d3(n,m,k)=sqrt(abs(I1(m,k))*abs(I2(n,k))*cos(angle(I1(m,k))-angle(I2(n,k))));
22 -             Id_3d(n,m,k)=abs(I1(m,k)-I2(n,k));
23 -         end;
24 -     end;
25 - end;

```

Рис. 3. Фрагмент кода программы в системе MATLAB для исследования различных способов формирования тока торможения

При сравнительном анализе вариантов формирования тормозного тока (1), (2) и (4) можно определить способ, дающий при внешнем КЗ наименьшие значения тока небаланса. В качестве первого набора тестов предлагается рассмотреть режимы работы ТТ с погрешностью, соответствующей условиям выбора ТТ: токовая погрешность f_i не более 10%, погрешность по углу δ не более 7° . Это соответствует работе ТТ при синусоидальных токах, не превышающих предельную кратность тока при вторичной нагрузке в пределах допустимой [1]. Написана программа на языке программирования MATLAB (рис. 3), позволяющая для всех возможных сочетаний токовых и угловых погрешностей ТТ определить тормозные и дифференциальные токи ДЗ. Результаты расчёта представлены на рис. 4.

Как видно из рис. 4, все рассмотренные способы формирования тока торможения при $f_i \leq 10\%$ и $\delta \leq 7^\circ$ дают примерно идентичные области токов небаланса при одних и тех же диапазонах токов $\dot{I}_1$ и $\dot{I}_2$.

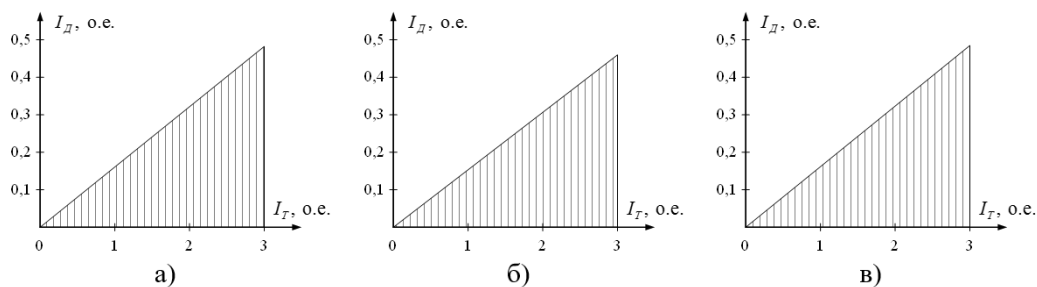


Рис. 4. Области токов небаланса при погрешностях трансформаторов тока $f_i \leq 10\%$ и $\delta \leq 7^\circ$: а – при задании I_T по (1); б – при задании I_T по (2); в – при задании I_T по (4)

При КЗ с апериодической составляющей происходит глубокое насыщение ТТ, в результате чего полная погрешность ТТ существенно увеличивается. В [1, 2] указано, что расчётная токовая погрешность в переходных режимах с апериодической составляющей достигает 50%. Наибольшая угловая погрешность принята в работе равной 40° . Эти данные используются при формировании токов $\dot{I}_1$ и $\dot{I}_2$ во втором наборе тестов. На рис. 5 приведены результаты расчёта тормозных и дифференциальных токов для всех возможных сочетаний погрешностей в указанном диапазоне.

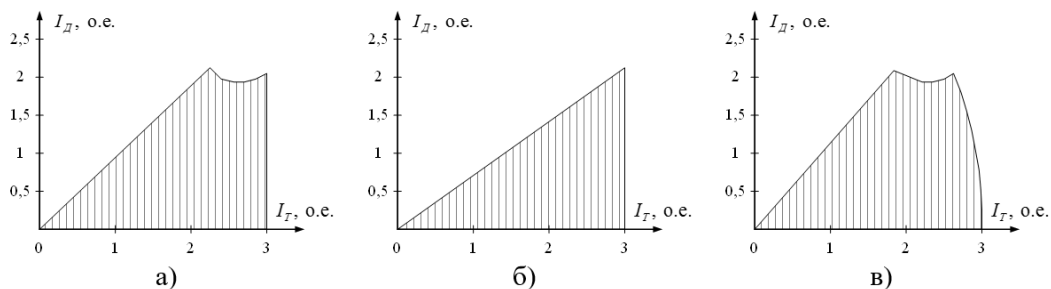


Рис. 5. Области токов небаланса при погрешностях трансформаторов тока $f_i \leq 50\%$ и $\delta \leq 40^\circ$: а – при задании I_T по (1); б – при задании I_T по (2); в – при задании I_T по (4)

Рис. 5 показывает, что наименьшая область токов небаланса при работе ДЗ в режимах с глубоким насыщением ТТ наблюдается при задании тока торможения как максимального тока плеч ДЗ.

Заключение

Результаты сравнительного анализа способов формирования тормозного тока в терминалах

ДЗ показали, что при погрешностях ТТ, соответствующих условиям их выбора по предельной кратности тока КЗ ($f_i \leq 10\%$, $\delta \leq 7^\circ$), все способы формирования тока I_T дают практически идентичные результаты. При работе ТТ одного или двух плеч в режиме глубокого насыщения, когда токовые погрешности возрастают до 50%, использование максимального тока плеч в качестве тока торможения обеспечивает меньшие значения токов небаланса в сравнении с другими методами формирования I_T . При прочих равных условиях это уменьшает вероятность ложной работы ДЗ при внешних КЗ. Кроме того, алгоритм выбора максимального тока из токов плеч наиболее прост при программной реализации в терминалах цифровых ДЗ, что делает использование такого варианта формирования тока торможения наиболее предпочтительным.

Список литературы:

1. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н. В. Чернобровов, В. А. Семёнов – М.: Энергоатомиздат, 1998.
2. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992.
3. Беркович, М. А. Основы техники релейной защиты / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. MiCOM P642, P643, P645. Современная защита и управление трансформатором: Руководство по эксплуатации P64x/RU/M/C52. – ALSTOM Grid, 2012.
5. Комплектные устройства продольной дифференциальной защиты линий 6-220 кВ TOP 200-ДЗЛ 27: Руководство по эксплуатации АИПБ.656122.005-25 РЭ. – ИЦ Бреслер, 2013.
6. Александров, А. М. Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Sepam T87) / Техническая коллекция Schneider Electric, вып. № 9. – ПЭИПК, 2007.
7. SIPROTEC. Дифференциальная защита 7SD610 V4.2: Руководство по эксплуатации C53000–G1176–C145–3. – Siemens, 2003.
8. REG216, REG216 Compact, REC216. Numerical Generator Protection. Numerical Control Unit: Operating Instructions 1MDU02005-EN. – ABB, 2002
9. Шкафы защиты трансформатора типа ШЭ 2607 041: Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.031 РЭ. Том 1. – ЭКРА, 2002.

Моделирование магнитного поля в электромеханических преобразователях энергии с постоянными магнитами

Гумерова М.Б., Хакимов Р.Р.

Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, г. Уфа

E-mail: agaton.mail@mail.ru

Процесс развития технологий выдвигает новые требования к электромеханическим преобразователям энергии (ЭМПЭ), которые варьируются в зависимости от области применения. Важнейшие из них: обеспечение высоких динамических показателей; обеспечение высокой надёжности; снижение объёма и массы ЭМПЭ; расширенный диапазон регулирования скорости; повышение КПД [1 – 4].

В ряде случаев, производимые в настоящее время ЭМПЭ, не могут соответствовать выше перечисленной совокупности требований. Поэтому для удовлетворения возросшим требованиям при разработке новых ЭМПЭ следует использовать достижения в области современной электромеханики, микроэлектроники, материаловедения.

Достижения в области производства магнитотвёрдых материалов позволили создать высокоэнергетические постоянные магниты (ПМ). ПМ, производимые, например, VACUUMSCHMELZE GMBH & Co. KG могут обеспечить следующие параметры: остаточная магнитная индукция $B_r = 1,5$ Тл, коэрцитивная сила по индукции $H_{CJ} = 1353,0$ кА/м (VACODYM 745 HR) [6]. При этом современные ПМ обладают высокой температурной стабильностью и не размагничиваются при высоких температурах, что позволяет их использовать в ЭМПЭ.

В данной статье рассматривается моделирование магнитной системы ЭМПЭ, состоящей из классического трехфазного статора и ротора с постоянными магнитами и ферромагнитными элементами; проверка и подтверждение принятых теоретических положений.

Новые магнитотвёрдые материалы позволяют конструировать магнитные системы возбуждения ЭМПЭ с повышенной величиной магнитной индукции B_δ в зазоре, а также создавать

сложные магнитные системы, состоящие из наборов высокоэнергетических ПМ с разными направлениями векторов намагниченности и ферромагнитных элементов. Такой подход позволяет добиться не только высоких значений магнитной индукции B_{δ} , но и получить в зазоре величины, превышающие остаточную магнитную индукцию B_r используемых ПМ.

В качестве иллюстрации приведем пример компьютерного моделирования восьмиполюсного ЭМПЭ. Активная часть магнитной системы исследуемого ЭМПЭ изображена на рисунке 1. Статор 1 имеет 36 пазов, наружный диаметр статора равен $D_a = 160$ мм, внутренний – $D_i = 105$ мм, толщина зуба – $h_z = 4$ мм, высота паза – $h = 15$ мм. Ротор состоит из восьми ПМ 2 размером – $100 \times 25 \times 10$ мм, ферромагнитных концентраторов 3 и немагнитного вала 4. Наружный диаметр ротора равен $d_a = 100$ мм. Длина активной части ЭМПЭ равна $L = 100$ мм. Ферромагнитные концентраторы выполнены из конструкционной стали марки Ст 20, статор выполнен шихтованным из электротехнической стали марки Ст 2411. На роторе выполнены скосы пазов, для уменьшения пульсаций момента.

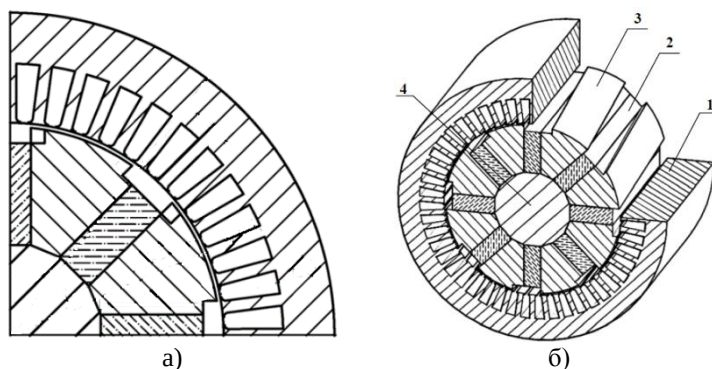


Рис. 1. Структура магнитной системы ЭМПЭ

Так как электромагнитные процессы имеют нелинейный характер, аналитические либо аналитико – эмпирические методы не в состоянии описать процессы в ЭМПЭ в полной мере. В настоящее время расчёт электромагнитного поля в ЭМПЭ выполняют численными методами, в частности, с применением метода конечных элементов. Эти методы позволяют выполнять анализ электромагнитного поля в установившихся и переходных режимах с учётом электрических и магнитных свойств материалов и параметров модели, максимально приближённых к реальным величинам.

На рисунке 2 изображена картина распределения магнитного поля в поперечном сечении ЭМПЭ взятом посредине продольной оси. Моделирование магнитостатики ЭМПЭ в программном комплексе ELCUT 5,7 выполнено при следующих исходных данных: магнитопровод статора – сталь 2411 (с учетом нелинейности кривой намагничивания стали); ферромагнитные концентраторы – сталь 20 (с учетом нелинейности кривой намагничивания стали); постоянные магниты из NdFeB – остаточная магнитная индукция $B_r = 1,35$ Тл и коэрцитивная сила магнита $H_c = 1592$ кА/м (направление магнитного поля ПМ показаны стрелками); вал ротора выполнен из немагнитного материала с магнитной проницаемостью – $\mu_0 = 1$; обмотки статора включаются следующим образом A(+), B(0), C(–).

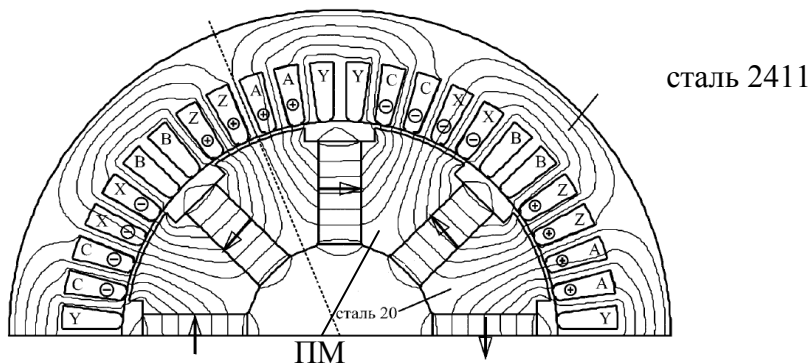


Рис. 2. Распределения магнитного поля в поперечном сечении активной части ЭМПЭ

Магниты утоплены в ротор по направлению к центру вала для выполнения скоса концентраторов. Для наилучшей концентрации магнитного потока ребра соседних магнитов у вала ротора должны соприкасаться. Как указали расчеты, усложнив конструкцию ротора (удлинив магниты в направлении центра ротора) и тем самым, повысив себестоимость ЭМПЭ можно повысить крутящий момент ЭМПЭ на 15 – 20 %. По результатам моделирования распределения магнитного поля в ЭМПЭ можно выделить следующее: средняя индукция в воздушном зазоре 1,2 Тл, спинка статора не насыщается, так как величина воздушного зазора равна 1 мм, существенных потоков рассеивания в ЭМПЭ не наблюдается.

На рисунке 3 приведены зависимости крутящего момента от положения ротора ЭМПЭ $M = f(\theta)$ при включенных обмотках статора A(+), B(0), C(-). Расчеты выполнены для трех значений плотности тока в обмотках - ($j = 1,25 \text{ А/мм}^2$, $j = 2,5 \text{ А/мм}^2$, $j = 3,75 \text{ А/мм}^2$). С учетом того, что коэффициент заполнения паза принят равным $k_z = 0,7$, то плотности тока, например, равной $j = 1,25 \text{ А/мм}^2$ будет соответствовать реальная плотность тока в обмотках статора равная $j_r = 2,5 \text{ А/мм}^2$. Задаваемой в расчете плотности тока - $j = 2,5 \text{ А/мм}^2$ соответствует реальная плотность тока - $j_r = 5,0 \text{ А/мм}^2$ и задаваемой плотности тока $j = 3,75 \text{ А/мм}^2$ соответствует реальная - $j_r = 7,5 \text{ А/мм}^2$.

Размер скоса концентраторов равен одному зубцовому делению на статоре. Пульсации крутящего момента возникают в момент вхождения ферромагнитного концентратора под статорный зубец.

Для ротора без скоса по всему переднему фронту одновременно возрастает усилие, вытягивающее концентратор под зубец, тогда как для скошенного концентратора вытягивающий усилие возрастает не на всей длине переднего фронта концентратора, а лишь на небольшом участке, что позволяет уменьшить разницу между максимальным и минимальным значениями крутящего момента. Тот же принцип позволяет сгладить и провалы крутящего момента.

Поскольку одна обмотка статора занимает 2 паза ($q = 2$), то переключение обмоток выполняется с шагом 2 паза, что соответствует 15 – ти градусам. На рис. 3 приведена зависимость крутящего момента двигателя от угла поворота ротора при перемещении ротора в пределах одного варианта коммутации обмоток статора (от - 7,5о до + 7,5о). Началом отсчета принято положение, представленное на рисунке 2, когда геометрическая ось концентратора совпадает с центральной линией, проведенной между обмотками А и Z (совпадающие оси отмечены пунктирной линией).

Для построения суммарной моментной характеристики с учетом скосов на роторе ЭМПЭ был разделен на три равных части и по осям этих частей выполнены поперечные сечения магнитной системы. В полученных трех поперечных сечениях выполнено моделирование распределения магнитного поля и расчет зависимости момента от угла поворота ротора (путем нахождения среднего арифметического значения момента в каждом положении ротора). Таким же образом получена зависимость крутящего момента ЭМПЭ от положения ротора в пределах одного шага коммутации обмоток статора.

По таким же результатам расчета магнитостатики в Институте электродинамики Национальной Академии Наук Украины, была разработана и изготовлена физическая модель ЭМПЭ. Основные технические параметры образца следующие: наружный диаметр ротор $d_a = 100 \text{ мм}$; число полюсов $p = 8$; число фаз $m = 3$; масса магнитов МПМ=1,5 кг; масса машины $M_{\text{ЭМПЭ}}=16,5 \text{ кг}$.

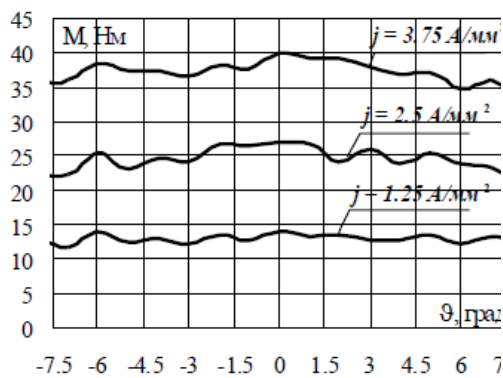


Рис. 3. Отношение крутящего момента от положения ротора при разных значениях плотности тока

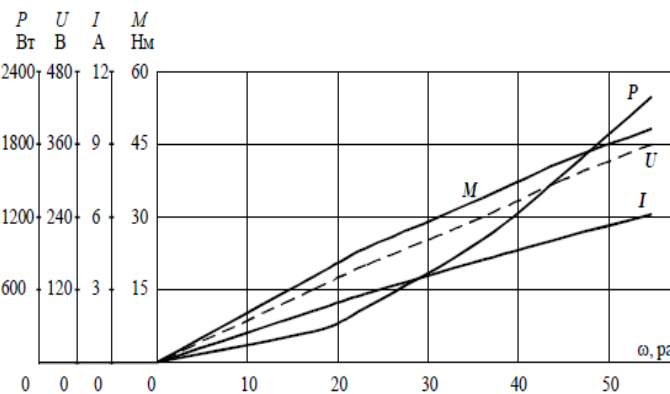


Рис. 4. Экспериментальные данные, полученные в генераторном режиме работы ЭМПЭ

На рисунке 4 представлены экспериментальные зависимости генерируемой мощности, напряжения, тока (выпрямленного) и крутящего момента, создаваемого ЭМПЭ от скорости вращения ротора. Испытуемый ЭМПЭ через шкивы с ременной передачей приводился во вращение с помощью двигателя постоянного тока (ДПТ) мощностью 0,75 кВт. Скорость вращения приводного двигателя постоянного тока регулировался с помощью ЛАТРа. Обмотки статора с постоянными магнитами на роторе соединены в «звезду». Выводы обмоток подключены к трехфазному выпрямителю (схема Ларионова). В качестве нагрузки (R_n) использовался реостат с переменным сопротивлением. Экспериментальные данные получены для генераторного режима работы ЭМПЭ при постоянном сопротивлении нагрузки ($R_n = 50 \text{ Ом}$) и при различных скоростях вращения ротора.

Следует отметить линейную зависимость крутящего момента от тока в обмотках статора. Характерной также является практически линейная зависимость крутящего момента и генерируемого напряжения от скорости вращения ротора.

Средняя кривая на рисунке 3 соответствует плотности тока $2,5 \text{ А/мм}^2$, тогда как номинальная плотность тока в обмотках статора с учетом реального количества проводников в пазу 72 шт. – $2,39 \text{ А/мм}^2$. Номинальный ток в обмотке статора равен $2,3 \text{ А}$, а плотность тока в пазу статора при номинальном токе равна $2,39 \text{ А/мм}^2$. Исходя из рисунка 3, можно определить, что плотность тока $2,39 \text{ А/мм}^2$ соответствует среднему крутящий момент $M_{\text{рас}} = 21 \text{ Нм}$, а исходя из рисунка 4 можно определить, что при номинальном токе равном $I_n = 2,3 \text{ А}$ экспериментально полученное значение момента равно $M_{\text{эсп}} = 17 \text{ Нм}$.

Сравнивая расчетное значение момента ЭМПЭ и экспериментальные значения при одинаковой плотности тока в обмотках статора можно сделать вывод, что результаты моделирования хорошо совпадают с экспериментальными данными. Опираясь на данные, полученные экспериментальным путем, также следует отметить, что ЭМПЭ обладает высокой перегрузочной способностью, что значительно расширяет область применения данного ЭМПЭ. Выполненная работа подтверждает эффективность программного комплекса на стадии проектирования ЭМПЭ с постоянными магнитами. Моделирование ЭМПЭ на стадии проекта позволяет оптимизировать геометрию магнитопровода и добиваться лучших показателей ЭМПЭ при приемлемом уровне затрат на производство.

Список литературы:

1. Афонин А.А. Магнитные системы электромеханических преобразователей энергии с вариацией векторов намагниченности постоянных магнитов // Техн. электродинамика. 2004. №1. С.47 - 55.
2. Балагуров В.А., Галтеев Ф.Ф. Электрические генераторы с постоянными магнитами. – М.: Энергоиздат, 1988. – 280 с.
3. Балагуров В.А. Проектирование специальных электрических машин переменного тока.- М.: Высш. школа, 1982. – 272 с.
4. Гребеников В. В. Магнитные системы управляемых электрических машин с постоянными магнитами. // Техн. электродинамика. Тем. выпуск. «Проблемы современной электротехники. – 2006. □ Ч. 2.– С. 57- 60.
5. <http://www.vacuumschmelze.de>

Рекомендации по совершенствованию экономической деятельности сетевой компании (на примере АО «РЭС»)

Царьков А.Ю.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: a.czarkov@inbox.ru

Проведенный во второй главе анализ показал, что использование RAB-метода в тарифном регулировании на практике в деятельности АО «РЭС» в исходном виде на сегодняшний день следует признать недостаточно эффективным. Наглядно факторы отрицательного влияния на использование RAB-метода в тарифном регулировании в деятельности АО «РЭС» демонстрирует рисунок 1.

Основываясь на рисунке 1, можно выделить следующие четыре предположения повышения эффективности применения RAB-метода в тарифном регулировании в деятельности АО «РЭС»:

- обеспечение стабильного роста тарифов на электроэнергию согласно инвестиционной программе (избегание заморозки тарифов);
- сдерживание скачкообразного роста процентных ставок на кредиты и займы;
- привлечение государства как активного участника в поддержании эффективной работы RAB-метода;
- совершенствование законодательства в сфере применения RAB-метода в целом и в частности в отрасли передачи электроэнергии.

Первое мероприятие заключается в обеспечении стабильности в динамике тарифов на электроэнергию согласно инвестиционной программе, а именно в избегании ситуаций, когда сетевые организации вынуждены замораживать тарифы на электроэнергию, как это произошло в 2014г.

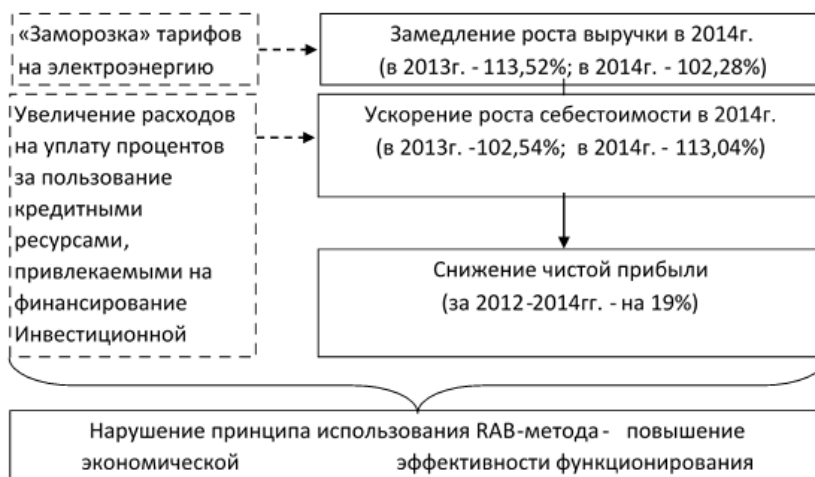


Рис. 1. Факторы отрицательного влияния на использование RAB-метода в тарифном регулировании в деятельности АО «РЭС»

Графически изменения в тарифах иллюстрирует рисунок 2.

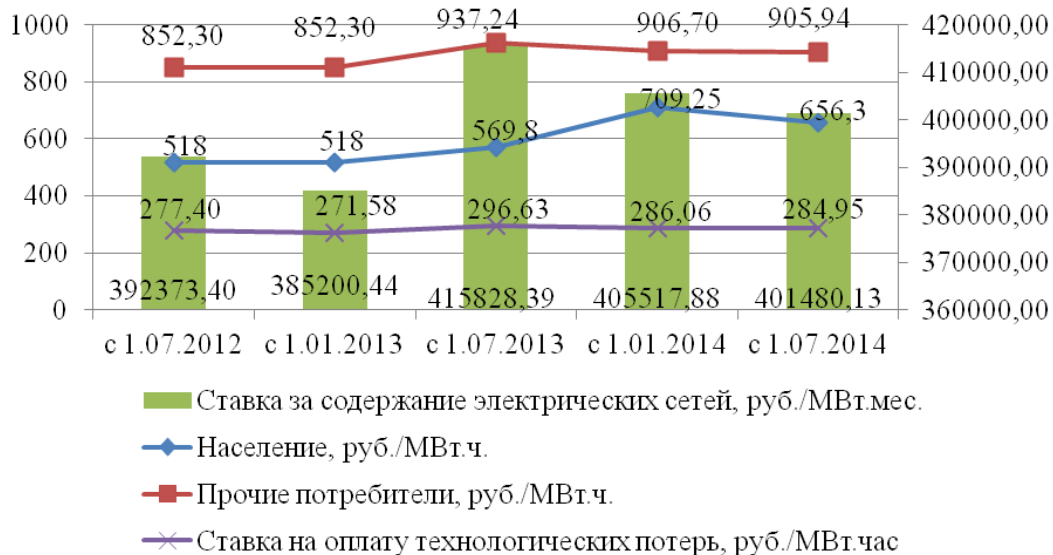


Рисунок 2. Динамика тарифов АО «РЭС» за 2012-2014гг.

Из рисунка 2 видно, что тарифы по всем направлениям и группам потребителей, а также в разрезе уровня напряжения электрической сети в течении всего анализируемого периода возрастали, за исключением 2014г., когда тарифы либо были снижены, либо остались на уровне второго полугодия 2013г.

«Заморозка» тарифов в 2014г. на уровне 2013г. или даже их занижение оказало отрицательное влияние на изменение показателей необходимой валовой выручки (НВВ) по передаче электроэнергии.

На рисунке 3 приведены темпы роста НВВ по передаче электроэнергии в 2014г.

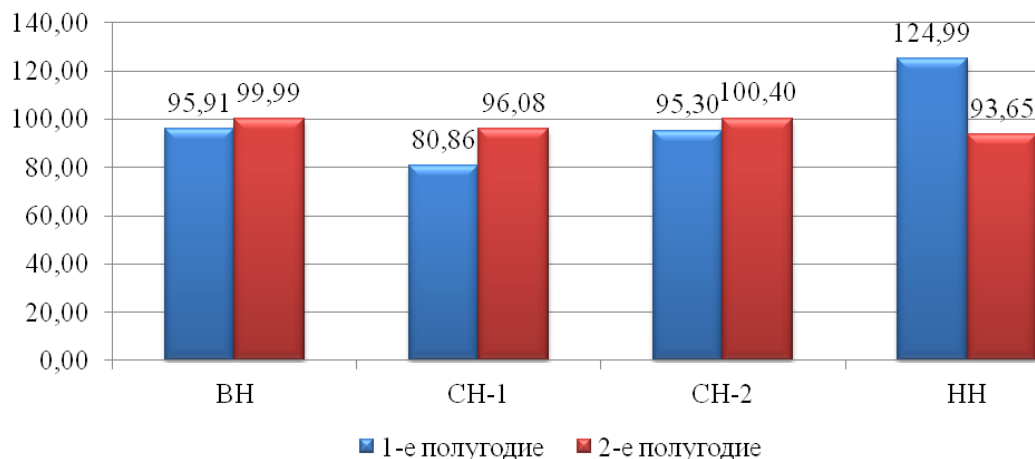


Рисунок 3. Темпы роста НВВ по передаче электроэнергии в 2014г., %

Из рисунка 3 видно, что НВВ по передаче электроэнергии в течение 2014г. имел отрицательную динамику, продемонстрировав снижение большинства показателей как на начало, так и на конец 2014г.

Искусственное сдерживание роста тарифов на электроэнергию Правительством РФ оказало негативное влияние на финансовые результаты АО «РЭС» в 2014г. и не соответствовало инвестиционной программе организации в рамках применения RAB-метода.

Отсюда можно сказать, что для улучшения финансовых результатов и финансового положения организации в целом законодательно целесообразно было бы пересмотреть политику в отношении сдерживания тарифов на продукцию (работы/услуги) естественных монополий.

Второе мероприятие заключается в сдерживании скачкообразного роста процентных ставок на кредиты и займы. За последние три года, что особенно заметно в 2014г., процентные ставки по кредитам, которые была вынуждена привлекать компания, имели весьма разную динамику, что наглядно демонстрирует рисунок 4.

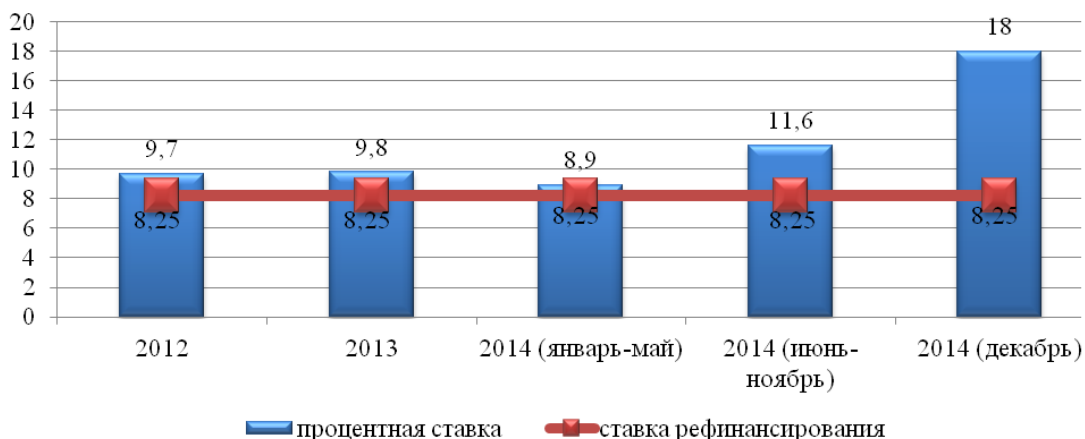


Рисунок 4. Динамика процентных ставок по кредитам и займам АО «РЭС» за 2012-2014гг. (средние показатели по банкам-кредиторам), %

Из рисунка 4 видно, что на протяжении всего анализируемого периода ставка рефинансирования оставалась на одном и том же уровне – 8,25%. При этом процентные ставки по кредитам имели разный характер динамики. Наибольший скачок процентной ставки был отмечен в декабре 2014г., когда обострилась ситуация в политической сфере и количество санкций против

России и российских организаций возросло в несколько раз. В последний месяц года процентная ставка достигла 18%.

В результате скачкообразного роста процентных ставок расходы компании по выплате процентов по кредитам и займам возросли за три года на 95,82%, что хорошо видно на рисунке 5.

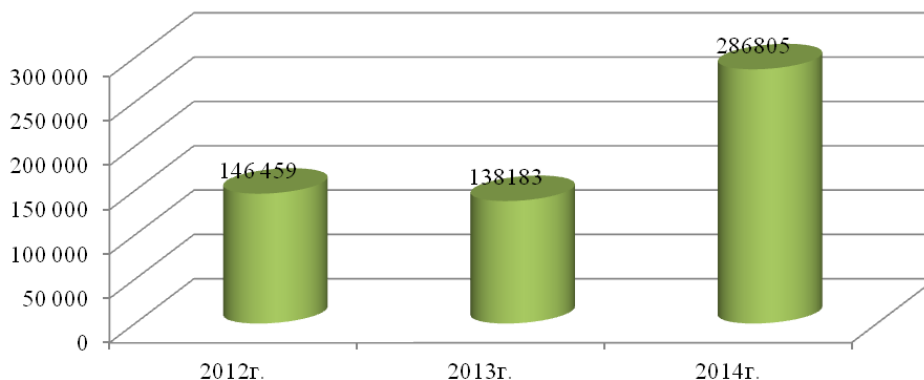


Рисунок 5. Динамика расходов АО «РЭС» по выплате процентов по кредитам и займам за 2012-2014гг., тыс.руб.

Обеспечение стабильного роста тарифов на электроэнергию согласно инвестиционной программе (избегание заморозки тарифов) и сдерживание скачкообразного роста процентных ставок на кредиты и займы уже позволило бы сетевой компании повысить эффективность экономической деятельности.

Для реализации данных мероприятий требуется, с одной стороны, привлечение государства как активного участника в поддержании эффективной работы RAB-метода, а с другой стороны, совершенствования законодательства в сфере применения RAB-метода в целом и в частности в отрасли передачи электроэнергии.

Первое, что необходимо сделать - это привлечь государство как активного участника в поддержании эффективной работы RAB-метода. Что можно сделать двумя способами:

- субсидирование разницы, образованной в следствии отклонения процентных ставок;
- субсидирование упущенной выгоды предприятия в части полученных потерь при сдерживании запланированного роста тарифов.

Субсидирование отмеченных направлений деятельности сетевой компании могло бы строится по принципу государственно-частного партнерства (ГЧП), например, через механизм концессий, когда с одной стороны – инвестор, а с другой стороны - государство.

Выстраивание такого государственно-частного партнерства могло бы обеспечить:

- более быстрое обновление основных фондов отрасли;
- повышение эффективности функционирования отрасли;
- совершенствование механизмов и моделей реализации работ и услуг в электроэнергетике;
- рациональное распределение ответственности, полностью возложенной ранее на сетевую компанию, что повысит привлекательность российской энергетики не только для российских, но и для зарубежных инвесторов;
- снижение расходов по реализации инвестиционной программы, которые сегодня полностью ложатся на сетевую компанию;
- расширение доступа к принципиально новым источникам финансирования, выстраивание новых схем взаимовыгодного партнерства государства и инвесторов в стратегически важной отрасли экономики.

Таким образом, привлечение государства как активного участника в поддержании эффективной работы RAB-метода позволит не только повысить эффективность экономической деятельности сетевой компании, но и обеспечит рост инвестиционной привлекательности отрасли для зарубежных инвесторов.

Четвертое, что необходимо сделать – это усовершенствовать законодательную базу по следующим направлениям:

- принять специальный нормативно-правовой акт по использованию RAB-метода в электроэнергетике с пояснениями и примерами расчетов показателей и тарифов, как это сделано для отраслей ЖКХ, теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения;

- законодательно закрепить возможные варианты участия государства в поддержке предприятий применяющих RAB-метод в изменяющихся экономических условиях функционирования.

Таким образом, для совершенствования экономической деятельности АО «РЭС» к реализации были предложены следующие мероприятия: обеспечение стабильного роста тарифов на электроэнергию согласно инвестиционной программе (избегание заморозки тарифов); сдерживание скачкообразного роста процентных ставок на кредиты и займы. Для чего также требуется привлечение государства, например, через использование механизма ГЧП, и совершенствование законодательства в сфере применения RAB-метода в целом и в частности в отрасли передачи электроэнергии. Именно комплексный подход к совершенствованию механизма использования RAB-метода в тарифном регулировании АО «РЭС» позволит повысить эффективность экономической деятельности АО «РЭС» в целом.

Выбор мощности электростанции в удаленном районе в условиях неопределенности перспектив развития

Шакиров В.А.

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
Братский государственный университет, Россия, г. Братск
E-mail: mynovember@mail.ru*

Для вовлечения богатейших месторождений Сибири и Дальнего Востока в экономику страны потребуется развитие энергетической и транспортной инфраструктуры. Ввод генерирующих мощностей в удаленных районах проводится в условиях высокой неопределенности перспектив развития. Можно выделить две основные группы рисков [1]. К первой группе относятся риски, связанные с проблемой прогноза электрических нагрузок для станции, ко второй – риски, связанные с проблемой прогноза цен на электроэнергию, энергоресурсы. При строительстве электростанций в удаленных районах Северо-Востока России, на передний план выходит задача выбора эффективной мощности электростанций с учетом возможных перспективных электрических нагрузок потребителей. Для расчета и прогноза электрических нагрузок к настоящему времени разработаны многочисленные методы, которые, однако, не учитывают неопределенность того, что часть проектов в районе может оказаться нереализованной. Поэтому остаются открытыми вопросы анализа рисков не востребоваемости мощности электростанций. Для удаленных районов такой анализ особенно актуален, так как для них характерно либо полное отсутствие, либо наличие слабых связей с внешней энергосистемой. Таким образом, не востребованную в районе мощность не удастся передать другим потребителям, станция окажется незагруженной. Это, в свою очередь, повлечет убытки для инвестора. Известные математические, аналитические, экспертные методы анализа рисков не востребоваемости продукции [2] не позволяют в полной мере провести оценку с учетом всей специфики рассматриваемой задачи. Во-первых, электроэнергию нельзя запасти впрок, она потребляется в тот же момент, что и производится. Во-вторых, принимаемое на основе анализа рисков решение по строительству станции ориентировано на весь жизненный цикл проекта, составляющий несколько десятилетий. В-третьих, в районах освоения отсутствует какая-либо статистическая информация по возможному энергопотреблению.

В статье предлагается подход к оценке риска не востребоваемости мощности электростанции в удаленных районах, основанной на многокритериальном анализе осуществимости инвестиционных проектов [2].

На первом этапе на основании анализа федеральных, региональных программ развития, анализа инвестиционного потенциала района необходимо составить «дерево» проектов. При его построении необходимо отразить последовательность реализации основных возможных проектов. На рисунке 1 представлен общий вид «дерева» проектов. Установленная мощность электростанции будет зависеть от суммы мощностей отдельных проектов. Поэтому для оценки риска не востребоваемости мощности электрической станции достаточно оценить осуществимость каждого проекта.

Каждый последующий проект имеет все более высокий уровень риска быть нереализованным. Будем считать, что другие дополнительные факторы не могут привести к тому, что последующий проект будет иметь меньший риск, чем предыдущий проект «дерева». Поэтому определенный по «дереву» проектов уровень риска будем называть базовым.

На втором этапе для анализа привлекаются дополнительные критерии оценки осуществимости проекта, например, R_1 – стоимость реализации, R_2 – сроки реализации, R_3 – надежность потенциального инвестора и т.д.

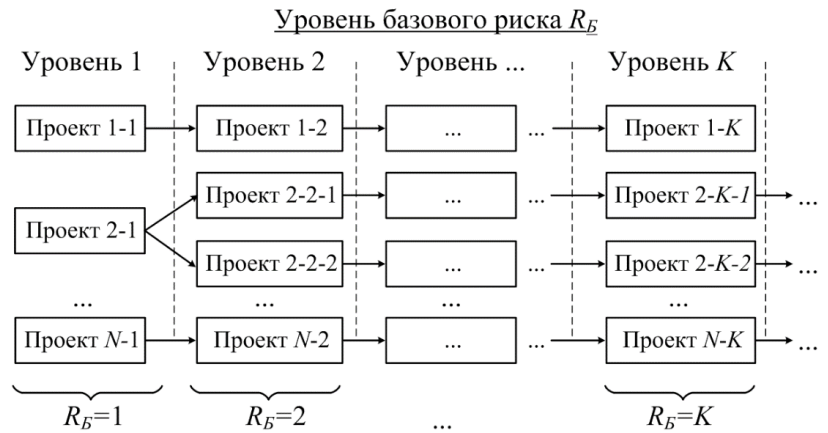


Рис. 1. «Дерево» инвестиционных проектов

На третьем этапе экспертам предлагается оценить каждый проект по всем критериям. Ввиду высокой неопределенности информации по отдельным критериям могут использоваться качественные оценки. Например, для критерия «стоимость реализации» могут использоваться оценки «высокая», «средняя», «низкая». Для возможности обработки полученных оценок проводится построение функций ценности, которые будут ставить в соответствие каждой оценке «у» уровень риска $v(y)$ для лица, принимающего решение (ЛПР), в диапазоне от 0 до 1. На рис. 2 приведен пример функции ценности для критерия «сроки строительства».

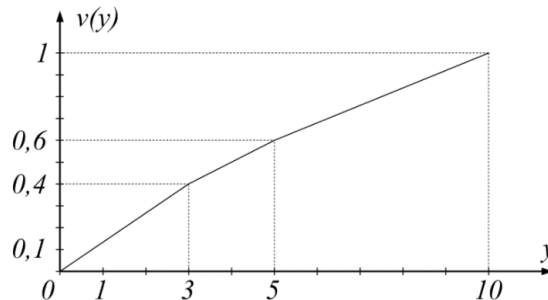


Рис. 2. Пример функции ценности для критерия «сроки строительства»

На четвертом этапе проводится оценка важности дополнительных критериев любым из известных методов. Например, эксперты могут назначить баллы от 1 до 10 каждому критерию, учитывая, что чем больше балл, тем сильнее влияние критерия на осуществимость проекта. Тогда коэффициент важности может быть рассчитан по выражению:

$$w_i = \frac{C_i}{\sum_{i=1}^n C_i}, \quad (1)$$

где C_i – оценка важности критерия i в баллах экспертом или группой экспертов, n – количество критериев.

Для многокритериальной оценки дополнительного риска каждого проекта предлагается использовать линейную «свертку» вида:

$$R_{дон} = \sum_{i=1}^n w_i v_i(y_i), \quad (2)$$

На пятом этапе необходимо сопоставить базовый и дополнительный риск, используя

шкалирующий коэффициент:

$$R = R_B + kR_{\text{дон}}, \quad (3)$$

где R – оценка риск проекта, R_B – уровень базового риска проекта, k – шкалирующий коэффициент.

Шкалирующий коэффициент определяется из диалога с ЛПР. Для этого ЛПР предлагается высказать своё мнение, при каких оценках по критериям y_i проекты с разным уровнем базового риска будут иметь одинаковый риск не быть реализованными. На основании его ответа может быть составлено уравнение следующего вида:

$$R_{B1} + kR_{\text{дон}1} = R_{B2} + kR_{\text{дон}2} \quad (4)$$

где R_{B1} , R_{B2} – уровень базового риска первого и второго проектов, $R_{\text{дон}1}$, $R_{\text{дон}2}$ – уровень дополнительного риска первого и второго проектов.

С учетом (2), может быть получено выражение для определения шкалирующего коэффициента:

$$k = \frac{R_{B2} - R_{B1}}{\sum_{i=1}^n w_i [v_i(y_{i \text{ np}1}) - v_i(y_{i \text{ np}2})]}, \quad (5)$$

где $y_{i \text{ np}1}$, $y_{i \text{ np}2}$ – оценки по дополнительным критериям проектов 1 и 2, при которых выполняется равенство (4).

После определения шкалирующего коэффициента, используя (3), проводится оценка рисков осуществимости каждого проекта.

На заключительном этапе, в результате группировки проектов по рискам, может быть дана оценка не востребоваемости мощности электрической станции для любого варианта ее установленной мощности.

Таким образом, предложен подход к выбору мощности электростанции с учетом неопределенности перспектив развития удаленных районах. В основе подхода лежит «дерево» проектов, которое позволяет определить базовый уровень риска каждого проекта, составляющего перспективную нагрузку электростанции. Новизной подхода является многокритериальный учет дополнительных критериев осуществимости проектов и оценка их влияния на общий уровень риска проекта с учетом его места в «дереве» проектов. Применение методики позволит на ранних этапах проектирования оценить возможные варианты установленной мощности электрической станции в удаленных районах, где существует высокая неопределенность в осуществимости отдельных инвестиционных проектов. Такая оценка позволяет перейти к анализу экономической эффективности инвестиций в строительство электрической станции.

Список литературы:

1. Осики Л.К. Управление инвестиционными проектами ТЭС. Предынвестиционная фаза. – М.: Вершина, 2009. – 344 с.
2. Шакиров В.А., Фадеев В.А. Оценка риска не востребоваемости мощности электростанций в удаленных районах // Проблемы анализа риска. 2015. Т. 12. № 2. С. 78-85.

Исследование переходных процессов при управляемой коммутации электрической сети

Шевцов Д.Е., Немченко К.Д.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: dmitriy_shevtsov@mail.ru, kons-92@mail.ru

Изменение нормального режима работы электрической сети посредством проведения коммутаций выключателями сопровождается переходными процессами, которые физически представляют собой перераспределение накопленной энергии между индуктивными и емкостными элементами сети. При этом отключение может сопровождаться повышенными высокочастотными перенапряжениями, включение – значительными бросками тока. Это, в конечном счете, приводит к снижению эффективности работы электрической сети, а именно снижению качества электрической энергии, дополнительным потерям энергии, сокращению срока службы оборудования.

Возникновение переходных процессов связано с особенностями изменения запасов энергии в реактивных элементах сети. Количество энергии, накапливаемой в магнитном поле катушки с

индуктивностью L , в которой протекает ток i_L , выражается:

$$W_L = 1/2 (L \cdot i_L^2).$$

Энергия, накапливаемая в электрическом поле конденсатора емкостью C , заряженного до напряжения u_C , равна:

$$W_C = 1/2 (C \cdot u_C^2)$$

Поскольку запас магнитной энергии W_L определяется током в катушке i_L , а электрической энергии W_C — напряжением на конденсаторе u_C , то в электрических сетях при любых коммутациях наблюдаются два основных положения: ток катушки и напряжение на конденсаторе не могут изменяться скачком. В виде обобщенных законов коммутации данные положения формулируются иначе, а именно: потокосцепление катушки и заряд конденсатора могут изменяться только плавно, без скачков.

Важнейшей характеристикой перенапряжений на изоляции является их кратность, т. е. отношение максимального значения напряжения U_{MAX} к амплитуде наибольшего рабочего напряжения на данной изоляционной конструкции $\sqrt{2}U_{HP}$:

$$K = \frac{U_{MAX}}{\sqrt{2}U_{HP}}.$$

На величину коммутационных перенапряжений оказывают влияние множество факторов, среди которых можно выделить характеристики выключателей (ток среза, закон и скорость восстановления и снижения электрической прочности межконтактного промежутка), параметры электрической сети (мощность коммутируемой нагрузки, величина волнового сопротивления, характер нагрузки), момент времени коммутации полюсов выключателя [1].

Для снижения перенапряжений в электрических сетях, как правило, предлагается использовать защитные устройства — нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) и RC-цепи. Однако использование нелинейных ограничителей перенапряжений не позволяет эффективно защитить нагрузку от воздействующих перенапряжений, так как они ограничивают только амплитуду перенапряжения, но не ограничивают крутизну воздействующих волн напряжения.

Применение демпфирующих RC-цепей уменьшает крутизну восстанавливающего напряжения между контактами выключателя, однако их использование приводит к повышению токов однофазных замыканий на землю и к опасности возникновения резонансов при некоторых сочетаниях параметров сети. Существует также технологические трудности, связанные с подключением защитных устройств, в виде отсутствия специальных точек присоединения. Также стоит отметить небольшой срок службы RC-цепей.

Для ограничения бросков тока при включении электрической нагрузки в настоящее время применяют такие меры, как предвключаемые резисторы и демпфирующие реакторы, недостатками которых являются повышение кратностей перенапряжений и дополнительные потери электроэнергии [1,2].

В настоящее время возобновляется интерес к управляемой (синхронной) коммутации нормальных режимов электрической сети, т.к. появилась возможность использования новейших видов электроизоляционных материалов, применение которых ранее было ограничено или недоступно.

Возникновение управляемой коммутации начинается с середины 1950-х гг. По данным СИГРЭ, в мире за период с 1984 по 2001 гг. было установлено 2500 выключателей с управляемой коммутацией. Из них 64% предназначены для коммутации конденсаторных батарей, 17 % для коммутации шунтирующих реакторов, 17% для включения трансформаторов и 2% для включения линий электропередач без больших бросков тока и перенапряжений. [3,4]

Управляемая коммутация — это новая ступень в развитии коммутационной техники, т.к. она представляет собой не только способ устранения негативных переходных процессов, а именно снижения кратности перенапряжений и уменьшения бросков тока, но и снижение вероятности отказов оборудования, сокращение количества текущих ремонтов и повышение срока службы коммутационных аппаратов. Команды включения или отключения подаются на выключатель таким образом, чтобы замыкание или размыкание контактов происходили в оптимальный момент времени, что позволит уменьшить перенапряжения и броски токов.

Принципы синхронной коммутации в зависимости от вида коммутации подразделяются на включение и отключение.

Синхронное отключение конденсаторных батарей осуществляется путем размыкания контактов в строго определенный момент времени, примерно за 5–7 мс до перехода тока через ноль [5]. Если момент отключения попадает в этот интервал, то время горения дуги значительно

сокращается с уменьшением количества энергии, выделяющейся в дуге. Электрическая прочность промежутка успевает восстановиться раньше, чем максимум восстанавливающегося напряжения. Следовательно, значительно снижается вероятность повторных пробоев, предотвращая отказы работы электрооборудования и снижая негативное воздействие на систему электроснабжения в целом.

Для синхронного включения оптимальным является момент, когда каждый полюс включается с отклонением от нуля менее чем на 0,1 мс. Переходные процессы в этом случае практически отсутствуют, но основной сложностью является отсутствие аппаратов с высокой точностью. Чем дальше момент включения от нуля, тем выше броски тока и перенапряжения, и если учитывать реальные характеристики выключателя, то включение в момент отклонения от нуля на 1 мс значительно уменьшает переходные процессы, в отличие от не управляемого включения, но не ограничивает их полностью [5].

Для достижения таких результатов не маловажными являются требования, предъявляемые к коммутационным аппаратам, а именно, кроме возможности полюсного управления, устойчивости к изменениям температуры окружающей среды, колебаний напряжения, собственное время отключения выключателя не должно превышать 1–2 мс, даже в результате износа и старения элементов выключателя. Большая скорость движения контактов необходима для того, чтобы к моменту перехода значения тока через ноль расстояние между контактами обеспечивало необходимую электрическую прочность промежутка, что исключало бы повторное зажигание дуги.

Способы коммутации отличаются не только от вида коммутации (включение, отключение), но и от количества фаз (однофазная, трехфазная) и вида заземления нейтрали (глухозаземленная или изолированная).

В случае системы с глухозаземленной нейтралью алгоритм синхронной коммутации имеет следующий вид: коммутацию фаз необходимо провести последовательно при условии прохождения через ноль соответствующей фазы с задержкой по времени, выраженной зависимостью:

$$t_1 = \frac{1}{360 \cdot f} \cdot 60 = \frac{1}{360 \cdot 50} \cdot 60 = 0,0033 \text{ с},$$

где: f – частота сети; $f = 50$ Гц.

В случае системы с изолированной нейтралью необходимо одновременно произвести коммутацию двух фаз и через 90 электрических градусов (эл. гр.) произвести коммутацию третьей фазы. Также возможен вариант коммутации одной фазы при ее прохождении через ноль с последующей коммутацией двух фаз, которая соответствует задержке в 90 эл. гр.:

$$t_2 = \frac{1}{360 \cdot f} \cdot 90 = \frac{1}{360 \cdot 50} \cdot 90 = 0,005 \text{ с}.$$

На рис. 1 представлены временные интервалы чередования коммутации фаз, имеющие место при различных режимах нейтрали системы. Это позволит создать условия, при которых возможны минимальные уровни перенапряжения.

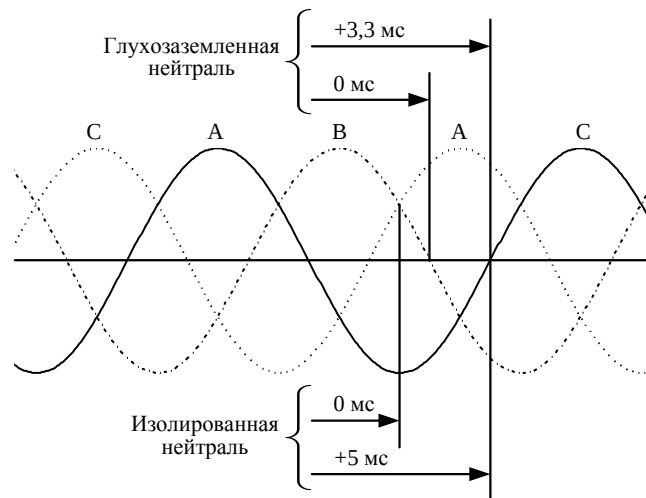


Рис. 1. Временные интервалы чередования коммутации фаз [3]

Исследования переходных процессов показывают, что управляемая коммутация является эффективным методом борьбы с бросками тока и перенапряжениями, способная защитить электрооборудование от выхода из строя, без применения дополнительных мер защиты, таких как ОПН и RC-цепи которые, в свою очередь, обладают характерными недостатками.

Работа выполнена в рамках проекта «Исследование характеристик синхронного вакуумного выключателя для разработки оптимальных алгоритмов коммутации электрической сети» Российского фонда фундаментальных исследований (№ 15–38–51009).

Список литературы:

1. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхерд А.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2006. – 368 с.
2. Алферов Д.Ф., Белкин Г.С., Иванов В.П., Ромочкин Ю.Г., Сидоров В.А. Быстродействующие вакуумные аппараты с управляемой коммутацией // ЭЛЕКТРО.– 2006.– №1.– С. 14–18.
3. Ачитаев А.А., Павлюченко Д.А., Прохоренко Е.В., Шевцов Д.Е. Применение синхронной коммутации для ограничения коммутационных перенапряжений в электросетях // ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК. – 2014. – №3. – С. 42–48.
4. CIGRE WG 13.07, Controlled switching of HVAC circuit breakers: planning, specification and testing of controlled switching systems. // ELECTRA, – 2001. – №197.
5. Белкин Г. С. Применение самоуправляемых аппаратов (аппаратов, обладающих "интеллектом") для коммутации цепей высокого напряжения // Электротехника. – 2005. – №12. – С. 3–9

Идентификация номера ответвления РПН трансформаторов при решении задачи оценивания состояния электроэнергетических систем

Щекоцихин А.В., Бубнов А.В., Щекоцихина И.А.

Омский государственный технический университет, Россия, г. Омск

E-mail: irashchekochihina@gmail.com

Оперативный расчет текущих режимов энергосистем проводится на основе данных, поступающих по каналам телемеханики, большую часть которых составляют перетоки активной и реактивной мощности по линиям электропередачи и через трансформаторы, напряжения на шинах станций и подстанций. Как правило, данные обладают локальной избыточностью, за счет чего возможно их достоверизация и уточнение методами оценивания состояния электроэнергетических систем (ЭЭС).

При появлении в измерениях параметров режимов электрических сетей грубых ошибок могут происходить смещения оценок значительного числа параметров режима (эффект размазывания) [1], поэтому при решении задачи оценивания состояния всегда предполагается выявление и подавление таких измерений. Оценки режима ЭЭС зависят как от измерений, так и от параметров схемы, которые известны с ограниченной точностью [3,4].

При наличии трансформаторов с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой (АРПН) в процессе изменения параметров режима по напряжению происходит автоматическое изменение коэффициентов трансформации и их индуктивного сопротивления. При отсутствии телеметрии о номере ответвления, при решении задачи оценивания состояния трансформатор в исходных данных задается своим номинальным коэффициентом трансформации и, соответствующим ему индуктивным сопротивлением. При этом неучтенное изменение номера отпайки может приводить к ложной идентификации недостоверных измерений.

Рассмотрим пример трансформаторной ветви (рис. 1). Трансформатор выбран марки ТДН-16000/110. Номинальные параметры трансформатора: $R_{тном}=4,38\text{ Ом}$, $X_{тном}=86,7\text{ Ом}$, $U_{вном}=115\text{ кВ}$, $U_{вном}=11\text{ кВ}$, диапазон регулировки РПН - $\pm 9 \times 1,78\%$. Известны телеизмерения следующих режимных параметров: переток активной мощности $\bar{P}_{12} = -10\text{ МВт}$, напряжения в узлах 1 и 2 ($\bar{U}_1 = 110\text{ кВ}$, $\bar{U}_2 = 10\text{ кВ}$), перетоки реактивной мощности ($\bar{Q}_{12} = -6\text{ Мвар}$, $\bar{Q}_{21} = 5\text{ Мвар}$). Знак «–» указывает направление перетока от узла. Будем считать, что измерения напряжений являются абсолютно точными.

При существующем режиме, для выполнения условий встречного регулирования напряжений в узле 2, АРПН переключилось на ответвление $n = -2$. При этом в исходных данных для решения задачи оценивания состояния — это изменение не нашло отражения из-за отсутствия телеизмерений номера ответвления. Рассмотрим, как это повлияет на результаты оценивания.

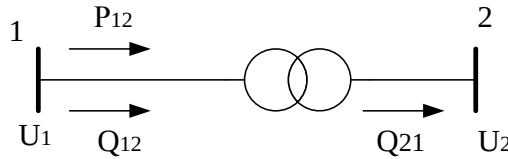


Рис 1. Расчетная схема

Задачу оценивания состояния для данной схемы будем решать методом контрольных уравнений [1,2]. Суть метода заключается в разделении исходной системы уравнений, связывающие измеряемые параметры ($\bar{V}$) с вектором состояния X на две подсистемы:

$$Z_1(X) = \bar{V}_1 - V_1(X) - \delta V_1 = 0; \quad (1)$$

$$Z_2(X) = \bar{V}_2 - V_2(X) - \delta V_2 = 0, \quad (2)$$

где δV - вектор погрешностей измерений; $Z(X)$ - вектор-функция невязок уравнений. Элементами вектора состояния являются модули и фазы напряжений в узлах.

В базисную подсистему (1) входят $2n-1$ уравнение, якобиан от функции невязок которых в рассматриваемой области изменения X не равен нулю. Ко второй (вспомогательной) подсистеме (2) относятся все оставшиеся уравнения. Для рассматриваемой схемы в базисную подсистему войдут уравнения для измерений $\bar{U}_1, \bar{U}_2$, и $\bar{P}_{12}$, а в вспомогательную - $\bar{Q}_{12}$, и $\bar{Q}_{21}$. Решение этой подсистемы дает следующие значения элементов вектора состояния $U_1 = 110$ кВ, $U_2 = 10,5$ кВ, $\delta_2 = -4,29^\circ$.

На основе вспомогательной подсистемы можно сформировать полную систему контрольных уравнений, то есть уравнений, связывающих между собой только измеренные параметры, например, перетоки мощности в начале и конце линии [1,2].

В рассматриваемом случае могут быть сформированы два контрольных уравнения, связывающие телеизмерения и погрешности. Первое уравнение, связывающее перетоки реактивной мощности по стороне высокого и низкого напряжения:

$$\bar{Q}_{12} + \delta Q_{12} = \bar{Q}_{21} + \Delta Q + \delta Q_{21}. \quad (3)$$

Второе уравнение связывает телеизмерения перетока реактивной мощности в начале рассматриваемой схемы с измерениями напряжений в узлах 1 и 2, с учетом заданных параметров схемы замещения трансформатора:

$$\bar{Q}_{12} + \delta Q_{12} = -\bar{U}_1^2 b_T + \bar{U}_1 \bar{U}_2 K_T b_T \cos(\delta_2) \quad (4).$$

Так как активное сопротивление трансформатора на много меньше индуктивного, то при записи уравнения (4) активное сопротивление можно не учитывать. При неизвестном номере ответвления РПН трансформатор в схеме замещения задается номинальными параметрами. В результате решения уравнений (3) и (4) получаем следующие величины небаланса: для уравнения (3) с учетом потерь реактивной мощности в трансформаторе – 0 Мвт, для (4) – 5,34 МВар. Таким образом, если считать, что параметры трансформатора известны точно, получим следующие погрешности измерений перетоков $\delta Q_{12} = \delta Q_{21} = 5,34$ МВар и следовательно, измерения $\bar{Q}_{12}$, и $\bar{Q}_{21}$ будут идентифицированы как недостоверные.

Однако наличие большого небаланса в уравнении (4) связано не с ошибками в измерениях реактивной мощности, а с несоответствием заданного коэффициента трансформации и сопротивления трансформатора реальному режиму работы [4].

Для уточнения этих параметров вместо уравнения (4) можно записать контрольное уравнение, связывающее напряжения в узле 1 и 2 с коэффициентом трансформации:

$$\bar{U}_2 = (\bar{U}_1 - \Delta U_T) / K_T = (\bar{U}_1^2 - \bar{P}_{12} R_T - \bar{Q}_{12} X_T) / \bar{U}_1 K_T \quad (5)$$

В зависимости от номера ответвления РПН (n) и ступени регулирования напряжения в относительных единицах (ΔU_*) значения K_T и X_T определяются по формулам:

$$K_T = U_{\text{вном}}(1 + n\Delta U_*) / U_{\text{нн}} \quad (6)$$

$$X_T = X_{\text{тном}}(1 + n\Delta U_*)^2 \quad (7)$$

Таким образом, задача уточнение параметров трансформатора сводится к определению номера ответвления РПН.

Введем обозначение $A = 1 + n\Delta U_*$. Тогда выражение (5) с учетом (6) и (7) запишется следующим образом:

$$\bar{U}_2 = \bar{U}_1^2 - \bar{P}_{12} R_T - \bar{Q}_{12} X_{\text{тном}} A^2 / \bar{U}_1 K_{\text{тном}} A, \quad (8)$$

где $K_{\text{тном}} = U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}}$ - номинальный коэффициент трансформации.

Выражая из (8) значение A , получим следующее квадратное уравнение:

$$\overline{Q}_{12} X_{\text{тном}} A^2 + \overline{U}_1 \overline{U}_2 K_{\text{тном}} A - (\overline{U}_1^2 - \overline{P}_{12} R_T) = 0 \quad (9).$$

После решение уравнения (9) определяется номер ответвления РПН:

$$n = (A - 1)/\Delta U_*. \quad (10)$$

Из двух полученных значений n выбирается значение, входящее в диапазон регулирования РПН.

Для рассматриваемого случая (рис. 1) уравнение (9) имеет следующий вид:

$$6 \cdot 86,7 \cdot A^2 + 110 \cdot 10,5 \cdot 10,45 \cdot A - (110^2 - 10 \cdot 4,38) = 0.$$

В результате решения получаем: $A_1 = -24,171$; $A_2 = 0,9588$.

Согласно (10) $n_1 = -1463,4$; $n_2 = -2,31$. В качестве стандартного значения ответвления РПН принимаем $n_{\text{ст}} = -2$. При этом значении ответвления индуктивное сопротивление трансформатора, согласно (7), равно $X_T = 80,64$ Ом, а коэффициент трансформации $K_T = 10,082$.

Решение задачи оценивания состояния с уточненными параметрами трансформатора приводит к небалансам в контрольных уравнениях (3) и (4) близким к нулю.

Список литературы:

1. Конторович А.М., Тараканов А.А., Щекочихин А.В. Оценка состояния режимов электроэнергетических систем методом контрольных уравнений// Энергетика и транспорт (Изв. АН СССР). – 1990. – № 3. – С.53-59.
2. Shekochihin, A.V., Bubnov, A.V., Shekochihina, I.A., Kirichenko, A.N., Barskov, V.V. State estimation programs application for computation problems solution of electrical power systems steady-state modes based on operating restrictions (2015) 2014 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, Dynamics 2014 - Proceedings, art. no. 7005693, . DOI: 10.1109/Dynamics.2014.7005693.
3. Kirichenko, A.N., Goryunov, V.N., Schekochikhin, A.V., Barskov, V.V. Algorithms of optimal parametric synthesis of RLC models in the problem of parameters identification of electrotechnical devices (2015) 2014 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, Dynamics 2014 - Proceedings, art. no. 7005663, DOI: 10.1109/Dynamics.2014.7005663
4. Щекочихин А.В., Щекочихина И.А. Влияние погрешностей в индуктивных сопротивлениях линий на точность оценки режима по активной мощности// *Культура, наука, образование: проблемы и перспективы Материалы III Всероссийской научно-практической конференции.* – Нижневартговск: Изд-во Нижневартг. гос. ун-та, 2014. Ч III – С. 95-97

Повышение эффективности эксплуатации распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ

Федотов А.И., Ахметшин А.Р.

ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», Россия, г. Казань

E-mail: ahmetshin.ar@mail.ru

На сегодняшний день актуальной задачей является обеспечение потребителей распределительных электрических сетей (РЭС) напряжением 0,4-10 кВ качественной электроэнергией (КЭ), соответствующей ГОСТ 32144-2013 [1].

На производстве и в быту используется множество электроприборов, в состав которых входят элементы крайне чувствительные к отклонениям напряжения от допустимых значений. Сбой в их работе может обусловить выход из строя оборудования или расстройство технологических процессов. В свою очередь, это приводит к экономическим потерям для электросетевых компаний, так как потребитель вправе потребовать не только замену вышедшего из строя оборудования, но и денежные средства от недоотпуска продукции. Для РЭС напряжением 10 кВ характерны большое количество понизительных подстанции (до 20-30 штук на одном фидере) и расстояния до конечных потребителей до нескольких десятков километров. Линии электропередачи (ЛЭП), спроектированные по нормам электропотребления более чем десятилетней давности, уже не обладают требуемой пропускной способностью. В результате напряжение у потребителей снижается за допустимый уровень.

Эту проблему позволяют решить пункты автоматического регулирования напряжения (ПАРН), выпускаемые компанией ЗАО «Инновационная Энергетика» для напряжений 6-10 кВ, а также вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) типа ТВМГ, выпускаемые компанией ООО

«СКЭ-Электро» и предназначенные к установке в сетях напряжением 0,4-35 кВ.

Использование этих устройств продольного регулирования напряжения в сетях 0,4 кВ и 10 кВ позволяет во многих случаях отказаться от дорогостоящей реконструкции ВЛ и обеспечить требуемый уровень напряжения у потребителей районных РЭС [2].

Под воздействием неравномерного распределения нагрузок в трёхфазной электрической сети имеет место несимметрия напряжений. В результате возникают дополнительные потери мощности, значительно снижается срок службы электрических машин. Для устранения несимметрии фазных напряжений выпускаются трансформаторы с симметрирующей обмоткой (СО) типа ТМГСУ и симметрирующие автотрансформаторы типа АТС-С.

Автотрансформаторы типа АТС-С эффективно устанавливать непосредственно у потребителя, в точке разветвления трехфазной линии в однофазные. В жилых многоквартирных домах установка АТС-С на ответвлениях к каждому стояку, питающему квартиры жилых домов, позволяет симметрировать напряжение и снизить потери в трехфазных групповых и питающих линиях распределительной сети [3]. На рис. 1а представлена электрическая схема автотрансформатора с компенсационной обмоткой, выполненной на каждой фазе, которые соединены в открытый треугольник. На рис. 1б представлена электрическая схема автотрансформатора с компенсационной обмоткой, выполненной поверх обмоток всех трех фаз автотрансформатора, образуя открытый треугольник.

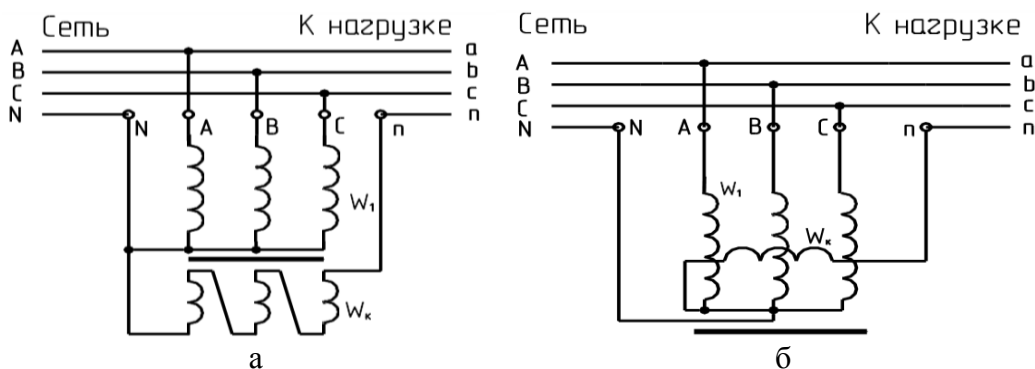


Рис. 1. Автотрансформатор с компенсационной обмоткой, выполненной на каждой фазе (а), поверх обмоток всех трех фаз автотрансформатора (б)

К достоинствам АТС-С следует отнести то, что они обладают способностью фильтрации токов высших гармоник, кратных трем, ограничивая их протекание как из сети к нагрузке, так и наоборот. При необходимости можно компенсировать 5, 7 или 11 гармоники [3].

Заводом изготовителем (ОАО «Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова»), при необходимости, в целях повышения или понижения напряжения, может быть предусмотрена возможность переключений регулировочных отводов при его монтаже [3].

Симметрирование напряжения в трансформаторах типа ТМГСУ происходит за счет использования специальной СО, позволяющей при несимметричной нагрузке уменьшить перекося фазных напряжений и соответственно снизить потери электроэнергии в РЭС.

Для трансформаторов типа ТМГСУ авторами была разработана методика определения параметров схемы замещения трансформаторов с СО (ТСО) с разными схемами соединения обмоток, так как стандартных параметров трансформаторов, полученных из опытов холостого хода и короткого замыкания, недостаточно для расчета параметров схемы замещения ТСО. Поэтому в работе было предложено дополнительно использовать внешние характеристики, снятые для неполнофазных режимов работы ТСО [4].

Схема замещения ТСО относительно фазных переменных, приведенная к вторичной обмотке, представлена на рис. 2.

Для трансформаторов со схемой соединения «звезда - звезда с нулем» часть магнитного потока замыкается в несимметричных режимах через бак. Поскольку этот поток обусловлен той частью фазных токов, которая идентифицируется как токи нулевой последовательности, то логично использовать математическое описание несимметричных режимов работы трансформаторов через симметричные последовательности токов и напряжений, вводя соответствующие параметры в схему замещения [4].

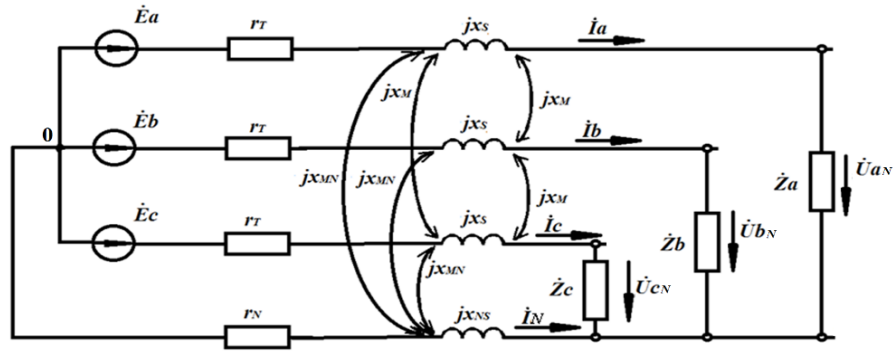


Рис. 2. Схема замещения ТСО, приведенная к его вторичной стороне

На рис. 2 приняты следующие обозначения:

$\dot{E}_a, \dot{E}_b, \dot{E}_c$ - фазные ЭДС; r_T - активное сопротивление фаз обмоток; X_S - собственное фазное индуктивное сопротивление обмоток; r_N - активное сопротивление СО; X_{NS} - собственное индуктивное сопротивление СО; X_M - сопротивление взаимной индукции между фазами; X_{MN} - сопротивление взаимной индукции между фазами и СО; Z_a, Z_b, Z_c - сопротивления нагрузки; $\dot{U}_{aN}, \dot{U}_{bN}, \dot{U}_{cN}$ - фазные напряжения на нагрузке

По итогам исследования был сделан вывод, что результаты расчетов с использованием симметричных составляющих значительно близки по загруженной фазе к аппроксимированным значениям, построенным по данным завода изготовителя, и в дальнейшем для оценки технической и экономической эффективности применения ТСО предлагается использовать метод симметричных составляющих.

Статья подготовлена в процессе выполнения НИР «Методы повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии в распределительных электрических сетях», задание №2014/448 на выполнение государственных работ в сфере научной деятельности в рамках базовой части государственного задания Минобрнауки России.

Список литературы:

1. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
2. Абдуллазянов Э.Ю. Выбор оптимального технического решения для обеспечения нормативного уровня напряжения в распределительных сетях 0,4-10 кВ / Э.Ю. Абдуллазянов, А.Р. Ахметшин // Вестник ИРГТУ. – №6, 2011. – С. 113-118.
3. Сайт компании ОАО «Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова». URL: <http://www.metz.by> (дата обращения: 27.11.15).
4. Федотов А. И. Определение параметров симметрирующих трансформаторов / А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин, Н.В. Чернова // Промышленная энергетика. - №1, 2015.

Анализ применения нейронных сетей в системах управления энергетическими объектами

Бурдун А.А. Зубова Н.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: not_won@mail.ru

Сведения о нейронных сетях и об их способности решать тяжелые проблемы появились в значительной степени из-за связности, которой обладают нейроны, что подразумевает наличие больших вычислительных способностей, обусловленное их параллельно распространяемой структурой. Интерес к нейронным сетям во многом связан с тем, что их алгоритмы и архитектуры могут быть применены в задачах реального времени [1].

Нейронные сети классифицируются по виду связи входных и выходных нейронов следующим образом:

- Сети прямого распространения – все связи направлены строго от входных нейронов к выходным.
- Рекуррентные нейронные сети – сигнал с выходных нейронов или нейронов скрытого слоя частично передается обратно на входы нейронов входного слоя.
- Радиально-базисные функции – вид нейронной сети, имеющий скрытый слой из радиальных элементов и выходной слой из линейных элементов. Сети этого типа довольно компактны и быстро обучаются. Радиально-базисная сеть обладает следующими особенностями: один скрытый слой, только нейроны скрытого слоя имеют нелинейную активационную функцию и синаптические веса входного и скрытого слоев равны единице.
- Самоорганизующиеся карты или сети Кохонена – такой класс сетей, как правило, обучается без учителя и успешно применяется в задачах распознавания. Сети такого класса способны выявлять новизну во входных данных: если после обучения сеть встретится с набором данных, непохожим ни на один из известных образцов, то она не сможет классифицировать такой набор и тем самым выявит его новизну. Сеть Кохонена имеет всего два слоя: входной и выходной, составленный из радиальных элементов [2].

При рассмотрении нейронных сетей необходимо выделить их преимущества по сравнению с традиционными вычислительными системами:

- *Универсальность.* Нейронные сети не имеют зависимости от свойств входных величин. Для них отсутствуют требования по линейности и по типу распределения входных величин.
- *Простота.* По сравнению со статистическими методами, для которых необходимы знания из теории вероятностей и математической статистики, нейронные сети не предполагают наличие подготовки перед практическим использованием и изучением механизма их работы как у разработчика, так и у пользователя.
- *Решение задач любой размерности.* Нейронные сети создают модель независимо от количества задаваемых переменных.
- *Высокое быстродействие.* Поскольку обработка информации в данных сетях происходит с помощью всех нейронов, то процесс решения задач и нахождения зависимостей осуществляется быстро.
- *Устойчивость работы при повреждениях.* При повреждении какого-либо из нейронов получение информации затрудняется, но качество работы сети в целом ухудшается незначительно и только серьезные повреждения приводят к снижению работоспособности [3].

Несмотря на множество достоинств, нейронные сети обладают рядом недостатков:

- *Индивидуальность построения архитектуры сети.* Для каждой решаемой задачи нейронная сеть создается индивидуально, поскольку отсутствуют стандартные схемы их построения [4].
- *Интерпретация полученной информации.* Полученные результаты всегда сложно интерпретировать, так как они не представляются в виде входных величин и зависимостей, они не обладают наглядностью и простотой [5].

Целью создания искусственных нейронных сетей является воспроизведение интеллектуальных методов оценок данных подобно их биологическому аналогу – человеческому мозгу, используя простые, распространенные и ясные единицы обработки. К методам оценок относят: распознавание образов, классификацию и обобщение.

Аппарат искусственных нейронных сетей всё чаще применяется для решения задач энергетики, например, таких как:

- *Определение оптимального потокораспределения.* Задача оптимального потокораспределения энергии в электрических сетях является важной при управлении современными энергосистемами. Частной задачей при этом является определение оптимальной мощности, производимой каждым узлом сети в текущий момент времени. В нейросетевом логическом базисе эта задача решается как классическая задача нелинейной оптимизации.
- *Диагностика энергосистем.* Оценка состояния системы является весьма важной компонентой диспетчерского наблюдения и контроля таких гигантских систем, как системы генерации и передачи электроэнергии и промышленные системы. Изучены два метода построения нейронных сетей для оценки переменных состояния системы. Один метод основан на обратном распространении сигналов в нейронных сетях. Второй метод использует самоорганизующиеся модули (сети Кохонена).
- *Диагностика и контроль синхронных генераторов.* Аппарат нейронных сетей применяется для решения данной задачи для анализа устойчивости, диагностики и оценки динамического состояния синхронных генераторов.

- *Прогнозирование нагрузки.* Нейросетевые подходы для решения задач прогнозирования активно развиваются в настоящее время. Имеется описание реализованной для этих целей голографической ассоциативной памяти, реализующей нейронную сеть, и основанной на знаниях экспертной системы. Существует значительное количество нейросетевых подходов для прогнозирования на короткий срок. Задача краткосрочного прогнозирования рассматривается как задача с повышенной точностью. Предложен новый метод прогнозирования, основанный на использовании трехслойных искусственных нейронных сетей с комбинированной структурой, объединяющих линейные и нелинейные схемы. [6].

В данной работе предлагается рассмотреть пример практического применения искусственных нейронных сетей для решения задачи прогнозирования потерь активной мощности.

Для исследования была смоделирована нейронная сеть прямого распространения, прогнозирующая временной ряд и обучающаяся с учителем. В качестве исходных данных были взяты значения потерь активной мощности Ново – Анжерской подстанции (Кемеровская область, г. Анжеро - Судженск) за 24 часа с интервалом осреднения 4 часа. Для предлагаемой модели в качестве правила обучения использовалось правило градиентного спуска. Целевыми данными для нейронной сети являлись спрогнозированные значения потерь активной мощности. Созданная нейронная сеть состоит из двух слоев, поскольку использование однослойной сети нецелесообразно для такой сложной задачи как прогнозирование.

После обучения нейронной сети было произведено прогнозирование данных. В результате была получена таблица выходных данных (Таблица 1), которые затем сравнивались с целевыми данными (Таблица 2). Последний столбец таблицы выходных данных соответствует спрогнозированным значениям потерь.

Таблица 1. Таблица полученных выходных данных

Час/День	1	2	3	4	5	6
1	0,0120	0,0125	0,0122	0,0125	0,0128	0,0130
2	0,0118	0,0128	0,0126	0,0129	0,0135	0,0139
3	0,0105	0,0115	0,0109	0,0107	0,0118	0,0127
4	0,0116	0,0118	0,0116	0,0117	0,0119	0,0120
5	0,0106	0,0109	0,0152	0,0157	0,0164	0,0166
6	0,0101	0,0104	0,0142	0,0142	0,0142	0,0139

Таблица 2. Таблица целевых данных

Час/День	1	2	3	4	5	6	7
1	0,0079	0,0097	0,0089	0,0095	0,0113	0,0130	0,0130
2	0,0078	0,0097	0,0094	0,0112	0,0122	0,0139	0,0135
3	0,0082	0,0109	0,0115	0,0116	0,0116	0,0127	0,0153
4	0,0087	0,0102	0,0120	0,0107	0,0108	0,0119	0,0131
5	0,0111	0,0106	0,0116	0,0137	0,0151	0,0166	0,0137
6	0,0113	0,0100	0,0102	0,0128	0,0142	0,0138	0,0117

Последний столбец таблицы полученных данных (Таблица 1) соответствует спрогнозированным значениям потерь, которые сравниваются с данными из последнего столбца таблицы целевых данных (Таблица 2). Из таблиц была рассчитана среднеквадратическая ошибка, которая составила $9,913 \times 10^{-9}$, что говорит об эффективной работе сети и о том, что созданная нейронная сеть способна прогнозировать значения на следующий день с относительно низким значением ошибки.

Модель искусственной нейронной сети реализована в программе Matlab. Данное программное обеспечение позволяет реализовывать различные типы нейронных сетей, исследовать их структуру, процесс обучения, а также анализировать все шаги обучения сети.

Список литературы:

1. Искусственные нейронные сети и их применение//Портал магистров ДонНТУ.2006. URL: <http://masters.donntu.org/2006/kita/parpara/library/alt5.html>(дата обращения: 25.05.2015)

2. Обучение нейронной сети. Свойства нейронных сетей. Представление знаний в нейронных сетях. Классификация нейронных сетей//Портал искусственного интеллекта, роботы с искусственным интеллектом.2009.URL: <http://www.aiportal.ru/articles/neural-networks/learning-neunet.html>(дата обращения: 20.05.2015)
3. Преимущества нейронных сетей// Портал искусственного интеллекта, роботы с искусственным интеллектом.2009.URL: <http://www.aiportal.ru/articles/neural-networks/advantages.html>(дата обращения: 01.06.2015)
4. Основные недостатки использования искусственных нейронных сетей и пути их решения//Портал искусственного интеллекта.2014.URL: <http://neuronus.com/nn/38-theory/242-osnovnye-nedostatki-ispolzovaniya-iskusstvennykh-nejronnykh-setej-i-puti-ikh-resheniya.html>(дата обращения: 01.06.2015)
5. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и FuzzyTECH.СПб.: БХВ-Петербург.2005.С.736
6. Применение нейрокompьютеров в энергетических системах//ИМСС УрО РАН.2010.URL: <http://www.icmm.ru/~masich/win/lexion/nevro/energy.html>(дата обращения: 15.06.2015)

Современный подход построения электроэнергетики

Зайдуллина К.А., Волкова Т.Ю., Носкова А.В.

*ФГБОУ ВПО «Уфимский Государственный Авиационный Технический Университет, Россия,
г.Уфа*

kri774478@yandex.ru

Современное производство не обходится без автоматизации, системы автоматического управления технологическими процессами (АСУ ТП) улучшают производительность труда, увеличивают количество выпускаемой продукции, сокращают процент брака, экономят ресурсы и продлевают срок службы технологического оборудования. Важно, АСУ ТП обеспечивает качество выпускаемой продукции: фиксирует конкурентоспособность товара на рынке.

Поскольку диспетчерский контроль и сбор данных является основным перспективным способом автоматизированного управления трудными динамическими процедурами, в настоящее время используют SCADA-системы во всех отраслях хозяйства, где необходимо обеспечивать операторское управление технологическими процессами в реальном времени.

SCADA-система (сокращенно с английского Supervisory Control And Data Acquisition) представляет собой программно-аппаратный комплекс сбора данных текущего времени с удаленных точек для обработки, мониторинга и возможного контроля отдаленными объектами.

Введение данной системы существенно удешевляет эксплуатацию вторичного оборудования на мощных объектах благодаря переносу отображения и накопления технологической информации на диспетчерский пульт. [1]

На современном этапе развития электроэнергетики выделяют SCADA-систему ElipsePower. Функциональная возможность данной системы - это пригодность для большого круга приложений в отрасли энергетики, а также существенное повышение эффективности работы.

Концепция ElipsePower является специализированной SCADA-системой, единой средой для приема и обработки всей требуемой информации для контроля процессами в энергетических сетях. Благодаря ее использованию можно получить предельное соотношение затраты/эффективность и надежность работы.

Характерные черты для системы ElipsePower:

- сбор информации в текущем масштабе времени;
- возможность объединения с другими информационными системами уровня предприятия;
- крупный комплект инструментов для анализа;
- принятие управляющих решений с помощью учета специфических особенностей определенных ситуаций, позволяя операторам энергосетей мгновенно и правильно принимать решения, необходимые для оперативности работы энергосети, а также сведения к минимальным экономическим потерям и ущербу для окружающей среды.

Достоинства использования системы ElipsePower:

- возможность мгновенного нахождения и редакции ошибок в электрической системе, что уменьшает время исправления для необслуживаемых нагрузок;
- достаточное применение возможностей источников энергии и сокращение системных потерь;

- внештатные ситуации: перегрузки, исход эксплуатационных параметров оборудования, превышая пределы нормы, и другие, без затруднения определяются и корректируются, увеличивая срок службы оборудования и качество электрической энергии;
- наблюдение параметров работы в текущем времени при помощи установления управляющим действиям более значимый приоритет;
- сокращение количества лишних защитных отключений;
- возможность применения данных архивов для последующей реконструкции выполнявшихся действий;
- объединение с другими системами и процессами.

В промышленности ElipsePower является оптимальным решением для предприятий с потреблением большого количества энергии, в опасных средах и при высоких требованиях к надежности. Данная система предоставляет безопасные, мгновенные в работе и удобные в применении средства для разработки и ввода в ремонт приложений мониторинга и контроля подстанциями и генераторами.

Внедрение ElipsePower в системах организации электроснабжения включает полный функционал SCADA-систем для крупных генерирующих предприятий и энергетических сетей, в том числе наблюдение за последовательностью событий, ведение архивов всех контролируемых переменных, генерацию отчетов, распределенную обработку информации, поддержку основных коммуникационных протоколов. Помимо того, данный пакет имеет совокупность специализированных приложений для энергетики, способствующих сохранению безопасной и эффективной работы операторам генерирующих предприятий и энергосетей. Данные приложения ElipsePower позволяют:

- включение и выключение механизмов реакции на перегрузку и несоблюдения пределов эксплуатационных режимов, которые автоматически определяются методом исследования электрических параметров;
- определение и редактирование ошибок в электрических измерениях, накопленных SCADA-системой, при этом снижая риск принятия решений, основанных на неверной информации (функция «оценки состояния»);
- контролирование потока реактивной мощности для минимизации движения тока и мониторинга напряжения в системе;
- создание, редактирование и исполнение процедур переключения;
- выполнение кратковременного анализа запланированных процедур переключения с помощью текущего состояния системы как базиса;
- подготовка операторов, используя средства имитации, объединенные в ту SCADA-систему, применяющуюся в центре управления;
- воспроизведение изображения, которое было показано на экране в процессе появления какого-либо случая, и исследование возможных погрешностей;
- поддержание базы данных параметров электрической системы в актуальном состоянии. [2]

С помощью выше указанной поддержки различных коммуникационных протоколов ElipsePower позволяет связываться с любыми электрическими устройствами: регуляторы напряжения, замыкатели цепей, секционные разъединители, трансформаторы, конденсаторы, аварийные индикаторы, защитные реле, измерители.

Таким образом, ElipsePower является идеальной системой для компаний, нацеливающихся на концепцию SmartGrid (умных электроэнергетических сетей) в целях контроля распределения электроэнергии. Данной системе характерны такие качества, как гибкость в работе, возможности расширения, рабочие характеристики, модули оценки электрических показателей, способы моделирования и легкость объединения с действующими корпоративными системами.

Список литературы:

1. Учебно-методический материал / [Электронный ресурс] / Сам. гос. техн. ун. - Электрон. текстовые дан. - Сызрань: СамГТУ - Режим доступа: <http://sstu.syzran.ru/epa/docs/ITiOvNGO/SCADA.pdf>, свободный (дата обращения 30.10.2015)
2. «Отраслевой научно-технический журнал» / [Электронный журнал] / <http://isup.ru/articles/2/1513/> (дата обращения 1.11.2015)

Мобильный электростатический фильтр**Сираев Р.Р., Зайдуллина К.А., Хазиева Г.Р.**

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный авиационный технический университет», Россия, г. Уфа
E-mail: kri774478@yandex.ru*

Окружающий нас воздух, содержит вещества, которые неблагоприятно сказываются на здоровье людей [1]. В особенности эта проблема резко ухудшается в тех районах, где присутствует какой-либо промышленный комплекс. К примеру, для работы бетоносмесителей применяются дизельные двигатели, выброс выхлопных газов которых достаточно велик [2]. В связи с этим проблема загрязнения окружающей среды является актуальной научно-технической задачей.

В настоящее время одним из эффективных способов очистки воздуха от загрязнений является применение электростатических фильтров. Принцип его действия основан на притяжении электрически заряженных частиц. Принципиальная схема работы электрофильтра представлена на рисунке 1.

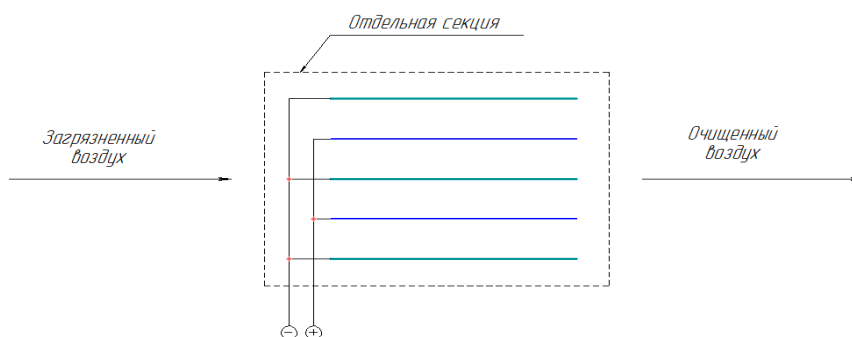


Рис. 1. Принципиальная схема работы электростатического фильтра

Принцип работы электростатического фильтра заключается в том, что на осадительные электроды (металлические пластины), собранные в отдельную секцию, расположенные параллельно направлению потока воздуха и размещенные между ними коронирующие электроды (металлическая нить), установленные в специальной камере, подается высокий потенциал противоположных знаков от высоковольтного источника постоянного напряжения. Величина напряжения между электродами варьируется от нескольких киловольт до нескольких десятков киловольт в зависимости от объема выполняемой работы (в жилом помещении или на производстве и т.д.). В камеру с электродами по воздухопроводу при помощи вентиляторов подается загрязненный поток воздуха или газа. Высокая разность потенциалов необходима для создания большой напряженности электростатического поля в воздушном пространстве между электродами, вследствие чего формируется поверхностный коронный разряд, благодаря чему частицы, находящиеся в потоке воздуха, ионизируются и под действием сил поля движутся к осадительным электродам, осажаясь на них. Таким образом, происходит очищение пропускаемого сквозь фильтр воздуха [6].

Источником электрического потенциала на поверхности пластин является высоковольтный источник постоянного напряжения, который либо является громоздким, либо труднодоступным [3]. В таком случае это снижает мобильность устройства, вследствие чего возникают ситуации, в которых подведение очистительного фильтра не представляется возможным (например, применение дизельных двигателей в качестве привода для бетоносмесителей [5], проведение сварочных работ вне сварочной площадки и т.д.). В связи с этим в данной работе предлагается повысить мобильность устройства, применяя генератор Ван де Граафа в качестве высоковольтного источника постоянного напряжения, схема которого изображена на рисунке 2.

Простой генератор Ван де Граафа состоит из диэлектрической ленты 3, вращающейся на роликах 2 (диэлектрический) и 5 (металлический). Два электрода 1 и 4 в форме щёток находятся на небольшом расстоянии от ленты сверху и снизу. Через щетку 4 воздух ионизируется от источника высоковольтного напряжения 6, образуя положительные ионы под действием силы Кулона движутся к заземлённому 5 ролику и оседают на ленте, движущаяся лента

переносит заряд к электроду 2. Таким образом, если присоединить металлическую пластину или оболочку к электроду 2, на его поверхности будет накапливаться электрический заряд. В 1931 и 1933 физиком Робертом Ван де Граафом были построены мощные генераторы, позволившие достичь напряжения в 1 миллион и 7 миллионов вольт соответственно [4].

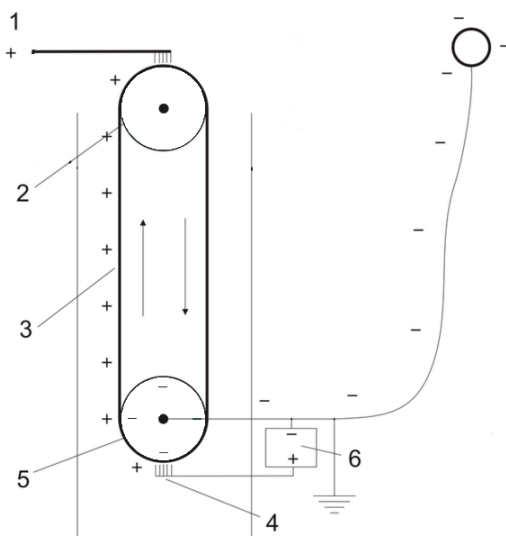


Рис.2 Схема генератора Ван де Граафа

Принципиальная схема работы электростатического фильтра с применением такого генератора представлена на рисунке 3

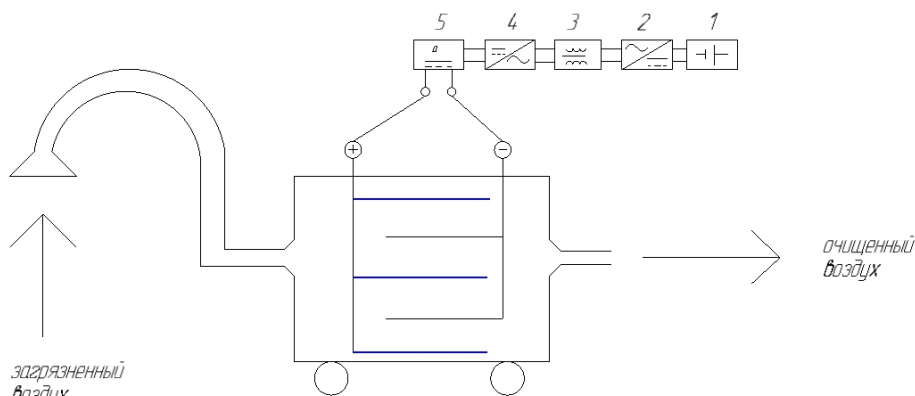


Рис.3 Принципиальная схема работы электростатического фильтра

Принцип действия системы изображен на рисунке 2. Аккумулятор 1 подсоединяется зажимами к инвертору 2, далее присоединяется повышающий трансформатор 3, на выходе которого будет около 3 кВ, так как необходим источник постоянного напряжения, далее в цепь включается выпрямитель, который в свою очередь зажимами подключается к генератору Ван де Граафа (5).

Список литературы:

1. VMEDEORG Сообщество студентов Кировской ГМА [Электронный ресурс] // URL: <http://vmede.org/sait/>
2. Бесплатная библиотека стандартов и нормативов [Электронный ресурс] // URL: <http://www.docload.ru>
3. BDC-R&D Оборудование для фильтрования и очистки воздуха [Электронный ресурс] //URL: <http://bdc-rnd.by>
4. Википедия Свободная энциклопедия [Электронный ресурс] // URL: <https://ru.wikipedia.org/>
5. ОАО Лебедянский завод строительно-отделочных машин [Электронный ресурс] // URL: <http://lzsom.ru/catalog/betonosmesiteli/14995/>
6. Школа для электрика [Электронный ресурс] // URL: <http://electricalschool.info/spravochnik/>

Исследование эффективности использования газотурбинных силовых агрегатов в сравнении с газопоршневыми в качестве резерва электрической мощности

Кошкарров С.Д.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: ksdnsk@gmail.com

В последнее время становится актуальным резервирование мощностей ТЭЦ и КЭС в связи с отсутствием резерва или устаревшим оборудованием, прибегая к технологии ГТУ или ГПУ. В данной статье будут исследованы положительные и отрицательные стороны каждой технологии со стороны резерва электрической мощности.

Примем условия окружающей среды, которые рекомендуются ГОСТ [1] – +15 °С, так как мощность ГТУ изменяется в зависимости от температуры воздуха, поступающего в компрессор. Ниже приведены графики изменения КПД в зависимости от нагрузки ГПУ и ГТУ (рис. 1)

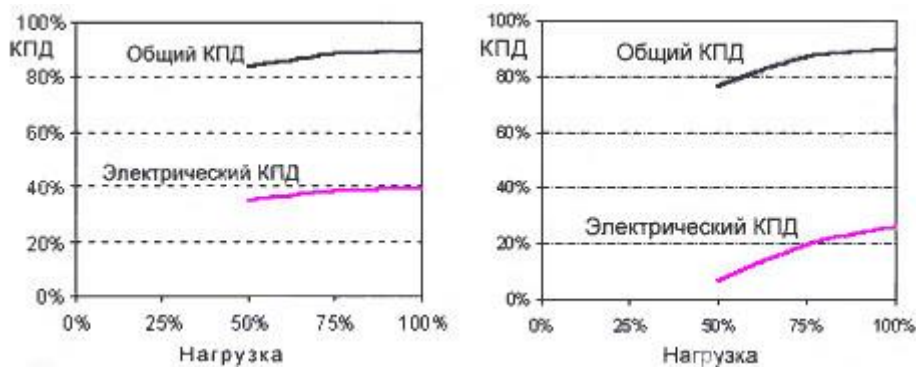


Рис. 1. Графики изменения КПД в зависимости от нагрузки: ГПУ (слева) и ГТУ (справа)

Из данного графика следует, что в диапазоне мощностей от 50% до 100%, при прочих равных, ГПУ выглядит более предпочтительно. Так же, электрический КПД у поршневой установки гораздо выше.

Следует рассмотреть и время вывода оборудования из резерва в работу. У газотурбинных установок время полной развёртки составляет 30-120 минут, в то время, как у поршневых – всего лишь 2-3 минуты [2,3].

Газопоршневые агрегаты менее подвержены износу вследствие частых пусков-остановов. Это важно при выборе резерва.

Следующим немаловажным параметром является экономическая эффективность.

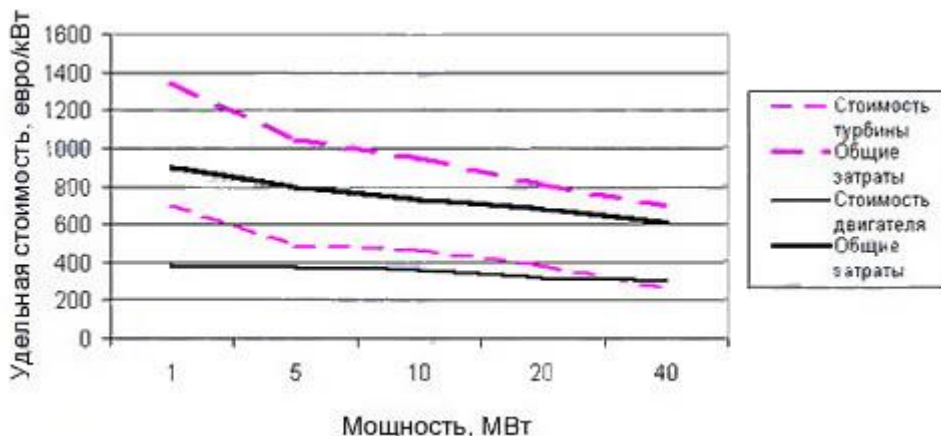


Рис. 2. Показатели удельной стоимости газовых турбины и двигателя (евро/кВт) в зависимости от мощности (кВт)

Используя график (рис. 2), полученный в результате расчётов, можно увидеть, что ГТУ

требует несколько больших инвестиций, нежели ГПУ.

Более того, для работы ГТУ необходим более сжатый газ (не менее 6-8 Бар), тогда как в поршневых двигателях в таком давлении нет нужды (не более 4 Бар). В связи с этим, уменьшаются затраты на транспортировку (возможность использования трубопроводов с меньшей толщиной стенок, дешевле газоперекачивающие станции и т.д.).

Срок службы у рассматриваемых установок, примерно одинаковый – от 40 до 60 тысяч часов наработки [2,3]. Но стоит отметить, что капитальный ремонт турбины – более сложный и дорогой процесс.

Со стороны воздействия на окружающую среду газопоршневые агрегаты проигрывают. Это связано с тем, что в камере сгорания выгорает моторное масло, тем самым увеличивая выбросы NOx. Так же, ГПУ создаёт большие вибрации, в сравнении с ГТУ. Это следует учитывать при расчётах и сравнивать результаты с нормами СанПиН.

Стоит так же отметить, что выбор мощности ГПУ ограничен – на данный момент он измеряется лишь десятками МВт.

Таблица 1. Преимущества и недостатки установки ГТУ и ГПУ в качестве резерва электрической мощности

Характеристики	Газотурбинная установка	Газопоршневая установка
Электрический КПД	8 - 27%	35 - 40%
Преимущества	Меньше выброс вредных веществ Больше единичная мощность	Не зависит от внешних условий окружающей среды Быстрый ввод мощности из резерва Недорогие эксплуатация, обслуживание и ремонт Высокий электрический КПД Меньший износ вследствие частых пусков-остановов.
Недостатки	Зависимость мощности от температуры окружающего воздуха Долгий вывод из резерва Высокая стоимость работы, обслуживания и ремонта Низкий электрический КПД Большой износ вследствие частых пусков-остановов.	Выбросы вредных веществ сравнительно выше, чем в ГТУ Небольшая единичная мощность

Сравнивая все положительные и отрицательные стороны технологий, можно установить, что строительство газопоршневых агрегатов более предпочтительно, особенно для резервирования небольших объемов электрической мощности.

Список литературы:

1. ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997) УСТАНОВКИ ГАЗОТУРБИННЫЕ Нормальные условия и номинальные показатели. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 3 с.
2. Гольдинер А.Я., Цыркин М.И., Бондаренко В.В. Газопоршневые электроагрегаты. – Санкт-Петербург.: Галейя Принт, 2006г. -240с.
3. Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г. (ред.) Газотурбинные установки: Конструкции и расчет. Справочное пособие. — Л.: Машиностроение, 1978. — 232 с.

Моделирование и анализ системных эффектов от присоединения малой генерации к электрическим сетям

Марченко А.И., Фишов А.Г., Дронова Ю.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: andrey1991@ngs.ru

При росте количества объектов малой распределенной генерации и стремлением их в подключении к электрической сети актуальным является получения эффективности (системных

эффектов) совместной работы установок малой генерации с энергосистемой в составе распределительной электрической сети низкого напряжения. При интеграции малой генерации в сеть возникает необходимость в исследовании влияния её присоединения на качество электроэнергии и режимы работы электрической сети.

Цель работы это выявление и анализ системных эффектов от развития малой распределенной генерации для разработки моделей учёта вклада малой генерации в обеспечение экономичности, надежности и качества электроэнергии в электрической сети.

Объект исследования – Электрическая сеть с распределенной малой генерацией.

Предмет исследования - Системные эффекты от совместной работы малой распределенной генерации в составе электрической сети генерации.

Под системным эффектом (эмерджентностью – англ. emergent — возникающий, неожиданно появляющийся) понимают наличие у какой-либо системы особых свойств, не присущих её элементам, а также сумме элементов, не связанных особыми системообразующими связями; несводимость свойств системы к сумме свойств её компонентов.

Установки малой генерации устанавливаются непосредственно у потребителей и подключаются к распределительной электрической сети на напряжениях 0,4-35 кВ.

Главными факторами, стимулирующими развитие распределенной генерации, являются:

- адаптация потребителей к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электроэнергию;
- снижению рисков дефицита мощности и повышению энергетической безопасности;
- повышение адаптационных возможностей к неопределенности рыночных условий развития экономики и снижение тем самым инвестиционных рисков;
- появление новых высокоэффективных энергетических технологий (ГТУ и ПГУ);
- рост доли газа в топливоснабжении электростанций;
- ужесточение экологических требований.

Технологии распределённой малой генерации при сравнении с централизованной генерацией имеют более высокие капитальные затраты (руб / кВт) и текущие затраты (руб / кВт*ч), но эти издержки покрываются возникающими дополнительными преимуществами, такими как:

- когенерация электричества и тепла;
- повышение надёжности электроснабжения;
- меньшая стоимость энергии;
- независимость и капиталовложения в собственное имущество.

Выделим преимущества малой генерации их в две основные группы: для электроэнергетической отрасли и для потребителей. Основными интересами потребителей являются:

- малая генерация способствует снижению зависимости потребителя от централизованного энергоснабжения и его состояния;
- установки локальной энергетики имеют высокий коэффициент полезного действия;
- одновременное производство электроэнергии и тепла;
- потенциальное снижение затрат на энергию, связанное со снижением затрат на транспорт;
- объекты локальной малой энергетики, работающие на газе, обладают малым отрицательным воздействием на окружающую среду;
- малая генерация дает возможность резервирования, что повышает надёжностью энергоснабжения;
- объекты малой генерации обладают высокой ремонтпригодностью, ремонт на месте
- объектам малой генерации свойственен малый срок окупаемости.

Энергокомпании от работы распределенной малой генерации в сети получают:

- возможность и перераспределить высвободившиеся мощности крупной генерации после введения локальных источников в виде малой генерации с быстрыми сроками строительства и окупаемости инвестиций;
- решение проблемы обеспечения энергией отдаленных районов и районов;
- возможность выравнивание графика нагрузок, при работе в часы пика;
- разгрузку трансформаторов, снижение потерь и улучшение режимных параметров работы сети;

- использование МГ может способствовать поддержанию качества энергии в общей электрической сети и возможности регулирования напряжения;
- снижение затрат на реконструкцию и обновление сетей и подстанций;
- уменьшать затраты на поддержание резервов;
- возможность компенсации потерь электроэнергии, возникающие при передачах, за счёт покупки необходимых объемов у малой распределенной генерации.

Переход к энергетическим системам нового поколения будет осуществляться по направлениям:

- создание систем управления энергосистемой («умная» энергосистема),
- развитие технологий дальнего транспорта электроэнергии,
- развитие технологий накопления электроэнергии в энергосистеме,
- развитие распределенной генерации.

Под «Smart Grids» понимают умные сети, энергосистемы – удовлетворяющие требованиям энергоэффективного и экономичного функционирования за счет скоординированного управления и при помощи двусторонних коммуникаций между элементами электрических сетей, электрическими станциями, аккумулирующими источниками и потребителями.

Неотъемлемым компонентом умных сетей является технология «Smart metering» - «интеллектуальные» системы учета электроэнергии и управления электропотреблением, имеющие возможность передачи данных учета в центры автоматического управления активно-адаптивной сети в режиме реального времени.

Для построения системы на основе малой когенерации и эффективной её работы в составе распределительной сети требуется синтез экономических, технических и организационных отношений и проведение мероприятий по исследованиям в данных направлениях (Рис. 1).



Рис. 1. Выявление системных эффектов, разработка технологий и организация процесса их комплексного использования

Экономический анализ и мировой опыт показывают, что оптимальным является разумное сочетание централизованного и децентрализованного энергоснабжения, большой и малой энергетики.

Широкое внедрение объектов малой энергетики в электроэнергетических системах изменяет их функциональные свойства.

Вследствие небольших мощностей малые энергообъекты устанавливаются в распределительной сети в непосредственной близости от конкретных потребителей, формируя так называемую распределенную генерацию, которая разгружает как основную большую генерацию, так и распределительные электрические сети, что способствует повышению надежности и дает дополнительные возможности для реализации электроэнергии.

Розничный рынок электроэнергетических услуг

Появление на розничном рынке такого направления как «электроэнергетические услуги»

дополнительно стимулирует на нем конкуренцию, между поставщиками электрической энергии и сетевыми компаниями, в возможности удовлетворить потребителя товаром-электроэнергией в нужном количестве и желаемого качества.

В итоге конечное положение потребителя его конкурентоспособность возрастает, из-за уменьшения собственных издержек, возникающих при электроснабжении или выпуски продукции, оказании услуг.

Технологические услуги локального характера, которые малая распределенная генерация может оказывать потребителям электроэнергии и сетевой распределительной компании (Табл. 1).

Таблица 1. Услуги локального электроэнергетического рынка

№	Вид услуги	Статус	Положительный эффект
1	Резервирование электроснабжения при нарушениях внешнего питания	Локальная	Повышение надежности, обеспечение бесперебойного питания
2	Поддержание желаемого напряжения в узле сети	Локальн	Стабилизация оптимального для потребителя напряжения
3	Симметрирование питающих напряжений	Локальн.	Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с не симметрией питающего напряжения
4	Подавление искажения формы питающих напряжений	Локальн.	Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с не синусоидальной кривой напряжения
5	Форсировка выдачи реактивной мощности при "провалах" напряжения в сети	Локальная, районная	Повышение надежности электроснабжения путем предотвращения нарушений устойчивости нагрузки
6	Стабилизация режима напряжения при резко-переменных нагрузках	Локальная, районная	Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с резкопеременной нагрузкой
7	Компенсация потребления реактивной мощности	Локальн.	Выполнение требований по ограничению потребления реактивной мощности

С появлением и развитием рынка электроэнергетических услуг актуальным вопросом является формирование системы учета оказываемых услуг и моделей ценообразования электроэнергетических услуг на розничном рынке. Задачей модели ценообразования является перерасчет затрат потребителей на электроэнергию и мощность с учетом влияния малой генерации на качество и надежность электроснабжения, а также покрытие издержек и привлечение инвестиций в развитие сектора малой локальной энергетики.

Заинтересованность потребителя в пользовании услугами будет, когда у него будет эффект в повышении производительности работы, снижение потерь и износа оборудования или улучшении качества выпускаемой продукции.

При случаях если:

- затраты на электроснабжение уменьшаются – активный потребитель может сам оказывать услуги для малой генерации, сетевой компании;
- затраты на электроснабжения возрастают – потребитель использует дополнительные положительные эффекты в виде электроэнергетических услуг, доплачивая за это.

Закключение

Малая распределенная генерация при работе в электрической сети создает системные эффекты, которые можно коммерциализировать в виде услуг.

Предлагается использовать установки малой распределенной генерации не только как поставщика товара - электрической энергии, но и как субъекта оказания электроэнергетических услуг локального характера по обеспечению качества электроэнергии.

Представлен предполагаемый перечень основных услуг локального рынка и их содержания, так же определен принцип работы технической системы измерения оказываемых услуг.

С появлением локального рынка услуг возникает необходимость в фиксации оказываемых услуг, что требует специальных измерительных устройств.

Технические средства учета формируют целую систему сбора данных, обработки и выдачи воздействия для контроля факта оказания услуги.

Системы интеллектуального учета измерения оказываемых локальных услуг позволяет в большей мере использовать положительные эффекты от установок малой генерации, работающей

в распределительной электрической сети.

Перспективным является разработка технических устройств автоматического коммерческого учета локальных электроэнергетических услуг розничного рынка.

Основная идея в реформировании розничного рынка электроэнергии заключается в создании эффективного механизма поддержки и стимулирование использования установок-станций на основе малой генерации, который наиболее эффективно, позволит целенаправленно удовлетворить потребности населения и промышленности качественной энергией с учетом региональных и индивидуальных требований потребителя.

Дальнейшая научно-исследовательская работа:

Разработка теоретических основ, математических моделей и алгоритмов для интеллектуальной системы коммерческого учета энергии и услуг в электрических сетях Smart Grid, сетях с распределенной малой генерацией.

Разработка прототипа системы и входящих в неё устройств интеллектуального учета электроэнергии и услуг в электроэнергетических системах с распределенной генерацией.

Список литературы:

1. Марченко А.И., Дронова Ю.В. Малая генерация как способ снижения энергоемкости и повышения энергоэффективности // Материалы X Международной научно-технической конференции «Автоматизация и энергосбережение машиностроительного и металлургического производств, технология и надежность машин, приборов и оборудования». Вологодский государственный университет. – Вологда: Изд-во ВоГУ, 2015. – 216 с. – С. 105 – 110.
2. Марченко А.И., Фишов А.Г. Влияние присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети // Сборник научных трудов VII Международной научной конференции молодых ученых «ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЯ. ЭНЕРГЕТИКА». Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. Часть 3. Секция ЭНЕРГЕТИКА. – С. 148 – 151.
3. Marchenko A., Fishov A. The impact of distributed generation on power quality of the electric network // Scientific Journal «Applied Mechanics and Materials». - Switzerland: Trans Tech Publications 2015. – Vol. 792 : Energy Systems, Materials and Designing in Mechanical Engineering. - P. 248–254.

УДК 621.3

Разработка конструкции асинхронного двигателя для ленточного конвейера

Мигранова Л.Р., Даутбаев Р.Г., Каримов А.Р.

Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, г. Уфа

E-mail: leysan-migranova@ya.ru

Одним из самых производительных типов машин непрерывного транспорта считаются ленточные конвейеры (далее – ЛК) благодаря их малым эксплуатационным и энергетическими затратам, высокой надежности, а также простоте конструкции. ЛК, оснащенные асинхронными двигателями (далее – АД) с частотным регулированием скорости, дают новые возможности для организации транспортных операций. Применение таких АД позволяет изменять скорость движения ЛК в зависимости от нагрузки, а также проводить осмотр повреждений ленты ЛК при пониженных оборотах. Использование датчика скорости, энкодера-подшипника и преобразователя частоты позволяет применять рассматриваемый ЛК для операций, требующих особой точности [1,2].

Целью работы является разработка конструкции асинхронного двигателя с применением энкодера-подшипника в составе частотно-регулируемого привода для обеспечения поддержания в заданном диапазоне скорости вращения ротора и увеличения ресурса работы двигателя.

За прототип разработки принят АД серии АИР100S4 мощностью 3кВт с частотным регулированием, предназначенный для применения в качестве основной части электропривода ЛК. Кинематическая схема ленточного конвейера с частотно-регулируемым электроприводом показана на рисунке 1.

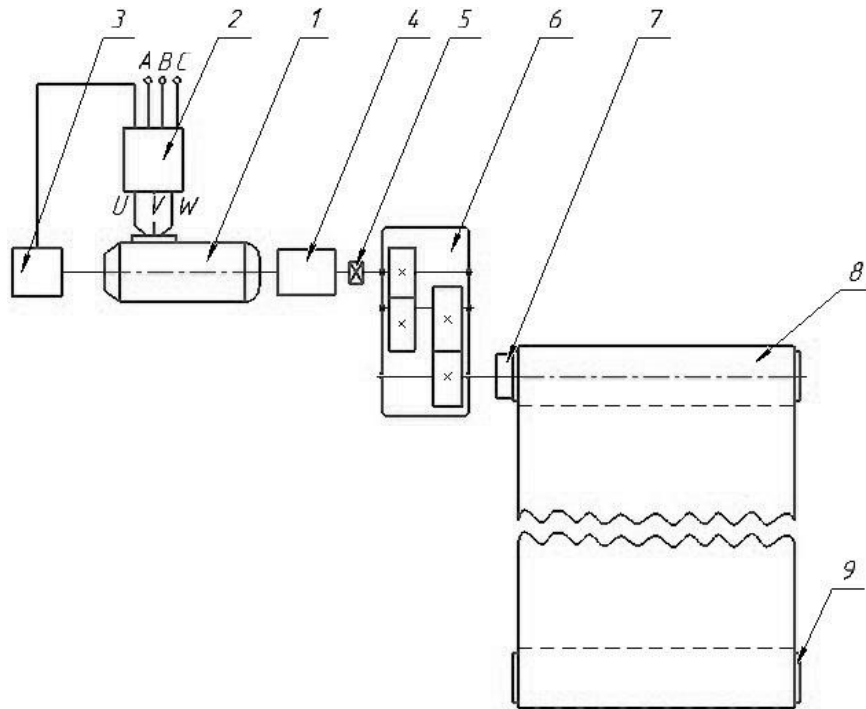


Рис. 1. Кинематическая схема ленточного конвейера с частотно-регулируемым электроприводом.

Важнейший элемент в общей конструкции ЛК – прорезиненная, вертикально замкнутая, транспортерная лента 8, которая огибает концевые барабаны – 7, 9. Лента выполняет две основные функции: тяговую, при помощи приводного барабана 7, обеспечивающего поступательное движение ЛК, и грузонесущую. Второй концевой барабан 9 – натяжной – отвечает за необходимое первоначальное натяжение ленты. По верхней, рабочей, ветви ленты перемещается транспортируемый груз, нижняя ветвь является холостой (нерабочей). Электропривод ЛК состоит из приводного барабана и приводного механизма, которые соединены между собой тихоходной муфтой. Приводной механизм состоит из АД 1, преобразователя частоты (далее – ПЧ) типа

EI-9011 2, датчика скорости I58 3, независимого вентилятора 4, цилиндрического одноступенчатого редуктора типа 1ЦУ 6 и муфты 3, соединяющей АД и редуктор. Приводной механизм устанавливается на отдельной раме [3].

АД связан с независимым вентилятором и датчиком скорости. Датчик скорости установлен для обеспечения точности регулирования, контроля скорости вала и управления моментом вращения механизма. Мгновенное отклонение скорости зависит от динамического изменения напряжения и момента; погрешностей измерения скорости; параметрических возмущений в двигателе, преобразователе и механической передаче; помех в канале управления. При более значительном проявлении одного из факторов, точность определяется только с учетом него. В обратном случае учитывается каждый фактор. При установке независимой вентиляции АД охлаждается постоянно, вне зависимости от скорости вращения вала, что позволяет увеличить диапазон регулирования скоростей; значительно расширить границы минимальной и максимальной скорости (в плане нагрева АД) [4, 5].

ПЧ EI-9011 преобразовывает электрическую энергию в следующей последовательности: входное синусоидальное напряжение выпрямляется, фильтруется, сглаживается, а после снова преобразуется инвертором в переменное напряжение изменяемой амплитуды и частоты. Это обеспечивает плавное изменение скорости вращения АД. Также, на вход ПЧ подается сигнал с датчика скорости. ПЧ поддерживает скорость в соответствии с заданной на пульте управления. Векторное управление позволяет мгновенно реагировать на изменение скорости. Высокая скорость контроля над состоянием вектора потокосцепления дает возможность обеспечить мгновенную реакцию привода на сигнал задания скорости. ПЧ EI-9011 обеспечивает стабильность скорости АД в режиме перегрузки благодаря встроенной функции контроля момента. Также EI-9011 существенно снижает шум АД на малых скоростях. В качестве электронных ключей в инверторах применяются биполярные IGBT-транзисторы с изолированным затвором, что

позволяет расширить диапазон управления скорости вращения АД и повысить быстродействие привода в целом [3, 6, 7].

Специфика конструкции разрабатываемого АД заключается в применении технологии Active Sensor Bearing (ASB), т.е. подшипника с активным сенсором. Особенностью данной технологии является интеграция датчика скорости вращения в подшипник. В технологии ASB пассивный датчик заменяется на активный - в уплотнительную прокладку подшипника встроено магнитное кольцо с чередованием полюсов, сверху которого устанавливается датчик. При вращении подшипника вместе с ним вращается магнитное кольцо, создавая магнитное поле переменной полярности, которое регистрируется расположенным рядом датчиком. При этом на выходе формируется сигнал, частота которого зависит от количества изменений полярности в секунду, т.е. от скорости вращения вала. Этот сигнал передается в микропроцессорный блок ПЧ. Основными преимуществами ASB-подшипника являются: возможность измерения скорости вращения вала при скоростях близких или равных нулю, уменьшение массогабаритных показателей, упрощение монтажа и установки подшипника, унификация компонентов; высокая точность измерения. Объединение двух функций (подшипник и энкодер) в одном устройстве позволяет уменьшить стоимость сборки изделия.

В результате работы была разработана конструкция асинхронного двигателя с применением энкодера-подшипника (датчика углового положения типа SKF) в составе частотно-регулируемого привода, позволяющая поддерживать в заданном диапазоне скорость вращения ротора АД и увеличить его ресурс работы. Помимо этого, уменьшены массогабаритные показатели (получено уменьшенное значение внутреннего диаметра листов ротора (41 мм) по сравнению с серийным значением (45 мм)), снижена нагрузка на питающую сеть и улучшена плавность пуска.

Список литературы

1. Белов М.П. Автоматизированный электропривод типовых производственных механизмов и технологических комплексов: Учебник для вузов / Новиков В.А., Рассудов Л.Н. – М: Издательский центр «Академия», 2004. – 576 с.
2. Браславский И.Я. Энергосберегающий асинхронный электропривод: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений / Ишматов З.Ш., Поляков В.Н. –М: Издательский центр «Академия», 2004. – 256 стр.
3. Компания Веспер. Электронный каталог выпускаемого оборудования.— URL:http://www.vesper.ru/netcat_files/606/395/katalog_oborudov.pdf
Дата обращения: 20.11.2015.
4. Меньшов Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности: Учебник для вузов / Ершов М.С., Яризов А.Д. – М: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 487 стр.; ил.
5. Гульков Г.И. Системы автоматизированного управления электроприводом: Учеб. пособие / Петренко Ю.Н., Раткевич Е.П., Симоненкова О.Л.; М.: Новое знание 2004. - 384 с.
6. Бутырин П.А. Электротехника: Учебное пособие для вузов. – В 3-х книгах. Книга III. Электроприводы. Электроснабжение/ Гафиятуллин Р.Х., Шестоков А.Л.. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ 2005. - 639 с.
7. Новиков В. А. Инжиниринг электроприводов и систем автоматизации : учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений /Чернигов Л. М.. – М. : Издательский центра “Академия”, 2006. – 368 с.

Методика определения наиболее эффективной электрической системы для создания микроклимата

Пешикова А.В.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет» (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@vstu.edu.ru

В связи с необходимостью определения наиболее энергетически эффективной децентрализованной системы создания микроклимата в помещениях проведено исследование, используя методику оценки условий минимизации диссипации энергии, существующей на макроуровне в децентрализованной системе теплоснабжения, изложенной в [1].

Рассмотрим практическую задачу об использовании понятия обобщенной или суммарной удельной энергии различных электрических систем создания микроклимата, модель которых реализуется в трехуровневом исполнении [1]. Для этого будем использовать понятия о нескольких

удельных энергетических показателях, которые используем для выбора наиболее эффективных в смысле ценообразования и энергозатрат установок [1].

Для исследований выбраны четыре вида электрических систем создания микроклимата. Рассмотренные в данной статье технические устройства имеют в качестве горячего источника теплоты преобразователя электрической энергии в тепловую энергию рабочего тела, но отличаются конструкцией поэтому, было принято решение использовать понятия из теории системного анализа.

Запишем функционал выходной траектории через наиболее значимые мощностные и ценовые параметры, тем самым опишем воздействие входных параметров на стоимость создаваемых условий комфортности в помещении (1):

$$Y = A = F [(\Delta \dot{E}_{\text{пот}}, B_i), (N_{\text{вх}}, \eta, F, t_{\text{пом.}})], \quad (1)$$

где $\Delta \dot{E}_{\text{пот}} = F [\text{Кп.м.}, N_{\text{вх}}]$, B_i - розничная цена устройства в евро, $i=1..4$ - вид рассматриваемого устройства, Кп.м. - коэффициент преобразования мощности, равный отношению

Варируя элементами в правой части (1), можно получать различные траектории A , тем самым оценить связь между входными и выходными параметрами.

Расчет удельного коэффициента энергетического состояния электро-теплогенераторов различного типа (электро-теплогидравлических конвекторов и электро-теплогенераторов различных фирм) производится при следующих условиях. К исходным данным относятся: 1) мощность устройства по паспорту; 2) расчетная площадь обогрева определяется по формуле $S_p = (S_{\text{max}} - S_{\text{min}}) / 2 + S_{\text{min}}$, м²; 3) расчетная температура отапливаемого помещения принята равной в первом случае 18 °С, во втором 20 °С, а в третьем 22 °С; 4) расчетный диапазон коэффициента преобразования мощности ($K_{\text{п.м.}}$) для теплового насоса с системой рекуперации теплоты удаляемого воздуха из помещений или уходящих газов составляет 5 для остальных устройств (электрические котлы, электроконвекторы, инфракрасные излучатели) от 0.89 до 0.98.

Розничная цена рассматриваемых систем представлена в графическом виде (рис. 1).



Рис. 1. Энергопотенциальные и стоимостные данные для четырех видов электрических систем создания микроклимата

На рисунке 1 представлены функциональные зависимости $B_i = F(\Delta \dot{E}_{\text{пот}})$. Значения энергопотенциала $\Delta \dot{E}_{\text{пот}}$ для устройств вычислены при коэффициентах преобразования мощности (К.п.м.) и отложены по горизонтальным осям. Для удобства результаты исследований представлены в разных графических системах, изображенных на одном графике. Исследуются розничные цены устройств таких производителей как: Thermo, Electrolux, Nobo, Ballu, Kospel, Dakon, РусНит, Ермак и др. Функциональные зависимости $B_1 = F_1(\Delta \dot{E}_{\text{пот}})$, $B_2 = F_2(\Delta \dot{E}_{\text{пот}})$, $B_3 = F_3(\Delta \dot{E}_{\text{пот}})$, $B_4 =$

$F_4(\Delta\mathcal{E}_{\text{пот}})$ представляют собой практически линейные функции для изделий всех фирм.

Для всех четырех видов устройств матрица энергopotенциала $\Delta\mathcal{E}_{\text{пот}}$ имеет вид (2):

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{пот}} (4; 6; 8; 12) \text{ кВт, где } k=3, \quad (2)$$

цены B_1 (188- 424), B_2 (1123- 1977), B_3 (280- 700), B_4 (150 - 350), EUR для электрокотлов, системы рекуперации, электроконвекторов и инфракрасных излучателей соответственно.

Из рис.1 следует, что ряд электрокотлов и инфракрасных излучателей имеет наименьшую стоимость. Следующие по возрастанию цены идут устройства электроконвекторов. Системы рекуперации имеют самую высокую цену.

Используя приведенные выше формулы, методику из [1] и при условиях, описанных в начале статьи, вычислим значения коэффициентов энергетического состояния для каждой из групп. При данных условиях коэффициент энергетического состояния для всех устройств одинаков и равен $K_{\text{у.э.с.}} = 0,0045$, рис.2.

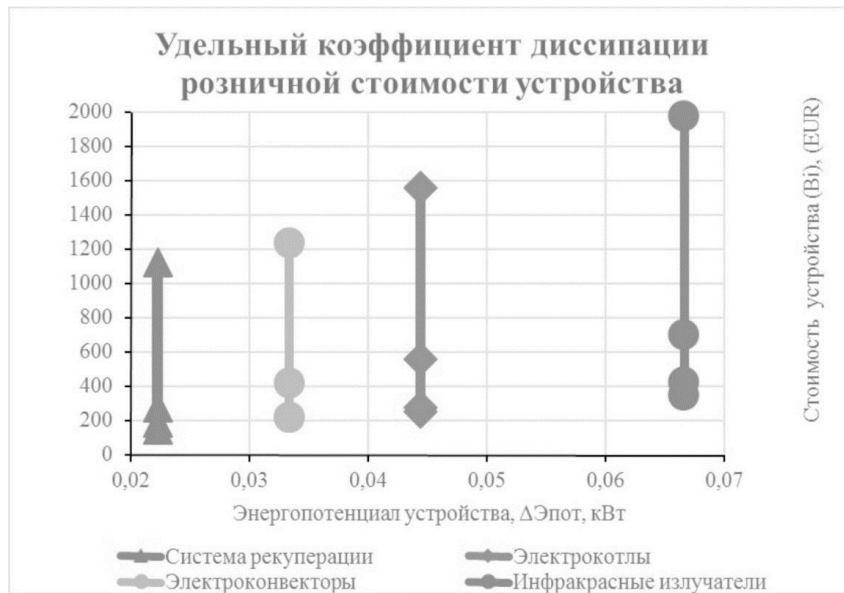


Рис. 2. Линии равного роста стоимости для разных изделий с вариацией паспортной мощности от 4 до 12 кВт.

На рисунке 2 изображены различные траектории выходного параметра A из функционала (1). На рисунке 2 представлена вариация таких входных параметров, как паспортная мощность устройства и розничная цена, которые влияют на траекторию исследуемого функционала электрических систем создания микроклимата.

При анализе графика на рисунке 2 можно заключить, что удельная параметрическая характеристика имеет при определенных условиях постоянное значение и может быть принята в качестве обобщенного параметра для двух групп теплоэнергетических изделий разного конструктивного исполнения.

Выводы.

Рассмотрены особенности применения методов системного анализа для группы энергетических устройств одинакового назначения. Показано, что системный подход позволяет для разных по конструктивному принципу групп устройств найти обобщенные показатели, характеризующие не только удельное энергетическое, но стоимостное состояние. Таким образом, в результате исследований получена модель в виде оператора F , который связывает между собой энергетические, стоимостные, энергopotенциальные, конструктивные представления множества микроуровневых энергетических систем. Обобщенная (макроуровневая) характеристика имеет место для двух групп энергетических устройств одинакового назначения, но разного конструктивного исполнения. Модель открытого типа позволяет прогнозировать стоимостные показатели других подобных энергоустановок.

Список литературы:

1. Игонин, В.И. Иллюстративность неравновесной динамики моделирования энергетических систем с диссипативными составляющими. Журнал "Современные наукоёмкие технологии". – 2015. – №1 (часть 1). – С. 23-30.

Демонстрационный макет высокоэффективного каскадного генератора**Родыгин А.А., Муртазин Р.Р., Ильметов Д.Р., Гумерова М.Б., Гареев Р.И.***Уфимский государственный авиационный технический университет, Россия, г. Уфа**E-mail: rodygin1993@mail.ru*

С 90-х гг в России наблюдается снижение эффективности деятельности отрасли электроэнергетики. Основные причины этого: сокращение за последние 15 лет ввода новых и реконструируемых электроэнергетических объектов; уменьшение научно-технического потенциала в разработке, освоении и внедрении новых технологий производства, строительно-монтажного потенциала, энерго- и электромашиностроительный потенциала. В следствие этого увеличилась доля морально и физически устаревшего оборудования в современной электроэнергетике до 40%, увеличились относительные потери электроэнергии в электрических сетях более чем в 1,5 раза. При этом по прогнозам специалистов энергопотребление увеличится с 964 млрд кВт ч в 2009 г. до 1553 млрд кВт ч в 2030 г. Для того, чтобы улучшить сложившуюся ситуацию была принята Программа модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г., одним из пунктов которой является ввод мощности на электростанциях – 82 208 МВт, в том числе: ТЭС – 61 546 МВт; АЭС – 9 962 МВт; ГЭС и ГАЭС – 7 665 МВт; ВИЭ – 3 035 МВт;

ФГБОУ ВПО «Уфимской государственной авиационный университет» на протяжении нескольких лет занимается разработкой нового вида каскадных синхронно-асинхронных генераторов (КСАГ), идею разработки которых предложили профессора В.А. Кулинич и С.В. Шапиро. В результате опубликованы статьи в международных изданиях и изданиях из перечня ВАК [1, 2].

Аналогом предлагаемого к разработке каскадного генератора является синхронные гидрогенераторы. Такие генераторы выполняются многополюсными, а так же с вертикальной осью вращения. Данные конструктивные особенности обуславливают сложности при монтаже и транспортировке «традиционного» синхронного гидрогенератора.

Основные преимущества предлагаемого устройства:

- полное отсутствие скользящих контактов;
- существенное уменьшение мощности возбуждения (отпадает необходимость в машине – возбuditеле);
- повышение устойчивости конструкции (несколько подшипников вместо одного подпятника);
- существенное улучшение гидротехнических условий работы приводной турбины, которое позволяет увеличить частоту вращения ротора;
- исключение дополнительных конструктивных деталей и, как следствие, уменьшение габаритного объема.

Появляются и определенные технологические преимущества:

- каждая ступень каскадного генератора мало чем отличается от конструкции турбогенератора соответствующей мощности;
- исключается необходимость в демонтаже конструкции при транспортировке и последующем повторном монтаже на объекте.

КСАГ представляет собой каскад из четного числа электромеханических преобразователей одинаковых габаритов, расположенных на одном валу. Его первая ступень состоит из обращенного синхронного генератора, обмотки возбуждения которого вместе с полюсами находятся на статоре и питаются постоянным напряжением. Трехфазная якорная обмотка располагается на роторе, который приводится во вращение с частотой гидротурбины, соединенной с валом, на котором располагаются роторы всех ступеней каскадного генератора. Все остальные ступени - асинхронные преобразователи, работающие в режиме тормоза, число ступеней выполнено четным [2]. Однако, для экспериментальных и теоретических исследований предложенных генераторов необходимо создание демонстрационного макета.

Демонстрационный макет КСАГ состоит из восьми серийных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором IP44, со следующими номинальными данными: – мощность – 2 кВт при повторно-кратковременном режиме работы S3 – 40%; – напряжение питания 380/220 В трехфазное от сети 50 Гц, 2р = 4. Угловая скорость ротора – 187,5 об/мин. Обмотка ротора соединена трехфазной звездой, концы которой выведены на контактные кольца. Валы роторов всех восьми машин соединены стандартными муфтами и могут приводятся во вращение серийным двигателем постоянного тока.

На рис. 1 дана схема соединения статорных и роторных цепей всех восьми асинхронных агрегатов и приводного двигателя постоянного тока.

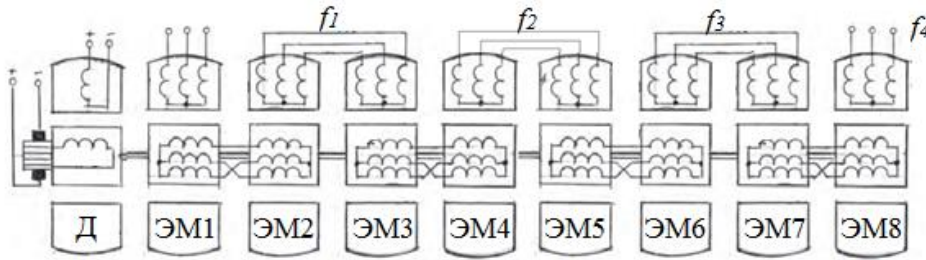


Рис. 1 Схема соединения демонстрационного макета

У агрегата 1 две фазные статорные обмотки соединены последовательно и на них подано постоянное напряжение подмагничивания. Обмотка третьей фазы не подключена. В результате при вращении ротора со скоростью n в его обмотке w_{p1} наводится ЭДС с частотой $f = 6,25$ Гц.

Роторная обмотка ЭМ1 питает роторную обмотку ЭМ2, последовательность фаз которой противоположна чередованию фаз обмотки ЭМ1. Поэтому трехфазный ток обмотки ротора ЭМ2 создает магнитное поле, вращающееся в ту же сторону, что и сам ротор, и с той же скоростью. В результате относительно неподвижного статора ЭМ2 поле вращается со скоростью $2n$ и наводит в его обмотке w_{c2} ЭДС с частотой $f_1 = 2f$. При $n = 187,5$ об/мин. $f_1 = 12,5$ Гц. В свою очередь роторная обмотка ЭМ3 питает роторную обмотку ЭМ4. Последовательность фаз этой обмотки также противоположна. Следовательно, магнитное поле, создаваемое током обмотки ЭМ4 вращается со скоростью $2n$ в сторону, противоположную вращению ротора ЭМ3. В результате в обмотке этого ротора наводится ЭДС с частотой $f_2 = 2f_1 = 25$ Гц. В обмотке ротора агрегата ЭМ6 создается трехфазный ток, который, будучи все также соединен со встречным чередованием фаз по отношению к ЭМ5, создает магнитное поле, вращающееся в ту же сторону, что и ротор. В обмотке статора ЭМ5 наводится ЭДС с частотой $f_3 = 37,5$ Гц. Далее аналогично, благодаря смене чередования фаз получаем на выходе частоту $f_4 = 50$ Гц.

Вместе с ростом частоты от ступени к ступени возрастает выходная мощность каждого агрегата в соответствии с известной формулой асинхронной машины.

$$P_p = P_{эм} s, \quad (1)$$

где $P_{эм}$ – электромагнитная мощность, передаваемая от статора к ротору; P_p – мощность, теряемая в цепи ротора; s – скольжение ротора (отношение его скорости вращения к скорости вращения магнитного поля, создаваемого током статора).

Получаем следующую формулу:

$$P_p \cong P_c \frac{f_p}{f_c}, \quad (2)$$

где $P_c = P_{эм} + \Delta P_c$ – мощность, подводимая к статорной обмотке, ΔP_c – потери в статорной обмотке и в стали сердечника статора.

Если пренебречь в первом приближении потерями ΔP_c , получим формулу (1), так как $s = f_p / f_c$.

КСАГ может быть использован в качестве тихоходного источника электроэнергии взамен многополюсных синхронных машин. При проектировании каскада следует его первую ступень – синхронный генератор – выполнить явнополюсным для уменьшения индуктивного сопротивления реакции якоря. Обмотку возбуждения синхронного генератора следует спроектировать с учетом размагничивающего действия продольной реакции якоря примерно в 2–3 раза больше, чем у стандартных машин соответствующей мощности [3].

Список литературы:

1. Шапиро С.В. Каскадный синхронно-асинхронный генератор. – Электротехника № 1. – 2002 г. – С. 25–28.
2. Патент № 17363 Российская Федерация, МПК7 G01B13/00 Синхронный тихоходный генератор / С.В. Шапиро, В.А. Кулинич.; заявитель и патентообладатель Уфимский технологический институт сервиса (RU). – № 2000118870/20; заявл. 17.07.2000; опубл. 27.03.01.
3. Шапиро С.В., Исмаилов Ф.Р., Тергулов Т.Р., Полихач Е.А., Кузнецов А.Ю. Каскадный бесконтактный четырехступенчатый генератор. – Электротехнические и информационные комплексы и системы №3, т.9, 2013 г. С. 47-51.

Оценка эффективности применения частотного управления насосным оборудованием с асинхронным электроприводом**Серебряков Н. А.***Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова**e-mail: serebrikov_93@mail.ru*

Цель: определение технико - экономической целесообразности применения частотного управления асинхронным двигателем.

Задачи:

- выполнить краткий аналитический обзор частотного управления асинхронным -двигателем;
- произвести анализ зарубежного и отечественного опыта применения частотных преобразователей в системах управления асинхронным двигателем;
- выработать методику технико-экономического обоснования применения системы частотного управления асинхронным электроприводом.

Асинхронный двигатель (АД) является самым распространенным видом привода в промышленности и народном хозяйстве. АД прост в изготовлении и эксплуатации, обладает высокой надёжностью в работе, имеет меньшие, по сравнению с двигателем постоянного тока размеры, массу и стоимость при той же мощности.

Основной недостаток АД – сложность регулирования скорости вращения традиционными методами. Однако, управлять АД можно с помощью изменения частоты входного напряжения.

Принцип частотного регулирования скорости вращения асинхронного двигателя заключается в том, что, изменяя частоту питающего напряжения, можно в соответствии с выражением:

$$\omega_0 = \frac{2\pi f_1}{p}, \quad (1)$$

где ω_0 – угловая скорость идеального холостого хода;

f_1 – частота входного напряжения;

p – число пар полюсов асинхронного двигателя.

При неизменном числе пар полюсов p изменять угловую скорость вращения магнитного поля статора ω_0 . Данный способ обеспечивает плавное регулирование скорости в широком диапазоне. Частотный способ регулирования имеет еще одно достоинство: регулирование скорости при этом не сопровождается увеличением скольжения [1].

Особый экономический эффект от использования преобразователей частоты даёт применение частотного управления на объектах, обеспечивающих транспортировку жидкостей. До недавнего времени на таких объектах применялись дросселирующий метод или метод регулировки вентиляционной задвижкой давления жидкости в магистрали. Данные методы имеют ряд недостатков. Например, при дросселировании поток вещества, сдерживаемый задвижкой или клапаном, не совершает полезной работы. Применение регулируемого электропривода насоса позволяет задать необходимое давление или расход, что обеспечит не только экономию электроэнергии, но и снизит потери транспортируемого вещества. Применение частотно – регулируемого привода позволяет избежать этих недостатков, а также получить ряд преимуществ, таких как:

- экономия электроэнергии до 80%;
- исключение гидроударов, что позволяет резко увеличить срок службы трубопроводов и запорной арматуры;
- отсутствие больших пусковых токов, полная защита электродвигателей насосных агрегатов, работа электродвигателей и пусковой аппаратуры с пониженной нагрузкой, – позволяет увеличить срок службы оборудования;
- значительная экономия воды за счёт оптимизации давления в сетях и уменьшения разрывов трубопроводов;
- возможность полностью автоматизировать насосные станции;
- вода к потребителю может подаваться напрямую через закрытые трубы без накопления;
- не требуется строительство, обслуживание водонапорных баков или накопительных резервуаров.

При неравномерном суточном, недельном, месячном графике потребления потребителем

воды поддержание оптимального давления в сетях возможно с помощью перекрытия задвижек на выходе насосной станции (метод дросселирования) или за счёт изменения скорости вращения насосного агрегата (изменение его производительности). Мощность, потребляемая насосом находится в кубической зависимости от скорости вращения рабочего колеса $P=f(Q^3)$, т. е. уменьшение скорости вращения рабочего колеса насоса, вентилятора в 2 раза приводит к уменьшению мощности, потребляемой насосом, в 8 раз. Производительность насоса Q прямо пропорциональна скорости вращения рабочего колеса насоса.

Зависимость потребляемой активной мощности насосом от производительности представлена на рисунке 1.

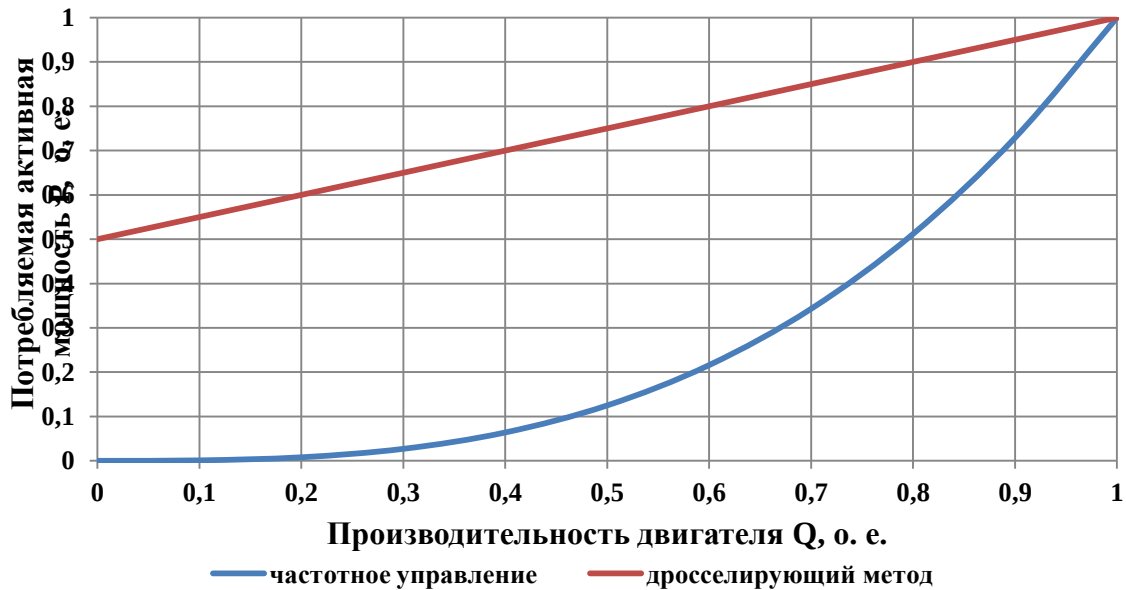


Рис. 1. Зависимость потребляемой активной мощности насосом от производительности

Зная график потребления воды и зависимость мощности, потребляемой насосом от производительности, можно определить примерную экономию электроэнергии от применения частотно-регулируемых насосных агрегатов. Как мы видим из рисунка 17, чем больше и чаще изменяется производительность насосного агрегата в течение суток, тем больше экономия электроэнергии. Знание типового суточного графика потребления воды для заданной насосной станции, является основой для технико-экономического обоснования установки частотных преобразователей на насосное оборудование.

В развитых странах, на данный момент, трудно найти асинхронный электропривод без частотного преобразователя. Однако установка частотного преобразователя не всегда является обоснованной. Не редко частотные преобразователи устанавливаются на оборудование, у которого маленький диапазон регулирования. На данном оборудовании не обеспечивается эффективность частотного управления. Также преобразователи частоты (ПЧ) не всегда электромагнитно совместимы с другим оборудованием на предприятии. Высшие гармоники, создаваемые преобразователями частоты, и повышенное потребление реактивной мощности негативно влияют на всё электрооборудование. Особенно чувствительны к появлению высших гармоник установки конденсаторных батарей. Поэтому технико-экономическое обоснование установки частотных преобразователей является многоцелевой задачей.

После проверки электромагнитной совместимости системы частотного управления АД с другими электроприёмниками, можно переходить к технико-экономическому обоснованию установки частотных преобразователей. На основании типового графика потребления воды насосной станции определяется экономия потребляемой электроэнергии за каждый час суток. Затем полученные значения суммируются и делятся на число часов в сутках, то есть:

$$\Delta W = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} \Delta W_h, \quad (2)$$

где ΔW – средняя за сутки экономия электроэнергии; ΔW_h – экономия электроэнергии в конкретный час суток; h – номер часа суток.

Затем определяется годовое электропотребление насоса:

$$W_{\text{год}} = 24 \cdot P_H \cdot n, \quad (3)$$

где $W_{\text{год}}$ – годовое электропотребление насоса; P_H – номинальная мощность насоса; n – число дней в году, когда насос находился в работе.

После этого определяется экономия электроэнергии за год:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W \cdot W_{\text{год}}, \quad (4)$$

где $\Delta W_{\text{год}}$ – экономия электроэнергии за год.

Далее определяется экономия денежных средств за один год:

$$E = \Delta W_{\text{год}} \cdot C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}}, \quad (5)$$

где E – экономия денежных средств за год; $C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Определяется срок окупаемости установки системы частотного управления асинхронным электродвигателем:

$$T_0 = \frac{C_{\text{сч}}}{E}, \quad (6)$$

где T_0 – срок окупаемости системы частотного управления АД; $C_{\text{сч}}$ – стоимость установки системы частотного управления АД.

Оценим величину экономического эффекта от применения системы частотного управления Hyundai на насосном агрегате мощностью 22 кВт. Величина экономии электроэнергии при внедрении преобразователей частоты составляет от 30 до 80%. Мы в своих расчётах примем среднесуточную экономию электроэнергии равной [2]:

$$\Delta W = 45\%, \quad (7)$$

Годовое электропотребление для насосного агрегата мощностью 22 кВт и работающего, к примеру, 270 дней в году, составляет:

$$W_{\text{год}} = 24 \cdot P_H \cdot n = 24 \cdot 22 \cdot 270 = 142560 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (8)$$

Годовая экономия электроэнергии составит:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W \cdot W_{\text{год}} = 0,45 \cdot 142560 = 64152 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (9)$$

Экономия денежных средств за год, при стоимости 1 кВт·ч электроэнергии равной 4,49 рубля (тариф на электроэнергию для бюджетных и прочих потребителей с присоединенной мощностью менее 150 кВт на март 2015), составит:

$$E = \Delta W_{\text{год}} \cdot C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = 64152 \cdot 4,49 = 288299,1 \text{ рублей}, \quad (10)$$

Стоимость системы частотного управления на насосном агрегате складывается из стоимости векторного частотного преобразователя и входного дросселя:

$$C_{\text{сч}} = C_{\text{пч}} + C_{\text{вх.др}} = 114600 + 15900 = 130500 \text{ рублей}, \quad (11)$$

Если на предприятии нет персонала, способного установить систему частотного управления, то в стоимость системы необходимо включить затраты на монтаж и наладку оборудования.

Срок окупаемости, без учёта стоимости монтажных и наладочных работ, составит:

$$T_0 = \frac{C_{\text{сч}}}{E} = \frac{130500}{288299,1} = 0,45 \text{ года} = 165 \text{ дней}, \quad (12)$$

Как мы видим из выражения (12) установка системы частотного управления на насосном агрегате окупится за 165 дней, а далее ежемесячно экономия денежных средств составит:

$$E_{\text{мес}} = \Delta W_{\text{мес}} \cdot C_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = 0,45 \cdot 24 \cdot 22 \cdot 30 \cdot 4,49 = 32033,232 \text{ рублей}, \quad (13)$$

где $E_{\text{мес}}$ – ежемесячная экономия денежных средств; $\Delta W_{\text{мес}}$ – ежемесячная экономия

электроэнергии.

Таким образом, применение частотно-регулируемых приводов для насосов и вентиляторов в технологических процессах позволяет снизить энергопотребление технологическим оборудованием. Целесообразно использование преобразователей частоты не в качестве элементов системы управления конкретного агрегата, а как составляющих комплексных системных решений с подключением широкого набора средств автоматизации технологического процесса.

Список литературы:

1. Серебряков, Н. А. Эффективность применения частотного регулирования скорости вращения асинхронного двигателя [Текст] / Н. А. Серебряков // Сборник трудов 11-ой Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука и молодежь – 2014». – Барнаул : Изд-во Алт. гос. техн. ун-та, 2014. – С. 35-38.
2. Серебряков, Н. А. Эффективность применения частотного регулирования скорости вращения асинхронного двигателя [Текст] / Н. А. Серебряков, А. А. Грибанов // Сборник статей II международной конференции «Современные проблемы электроэнергетики. Алтай — 2014». – Барнаул : Изд-во Алт. гос. техн. ун-та, 2014. – С. 251-259.

Симметрирование напряжения при компенсации реактивной мощности в сельских распределительных сетях 0,4 кВ

Сидорова В.Т.

ФГБОУ ВПО «Марийский государственный университет», Россия, г. Йошкар-Ола

E-mail: veranig@yandex.ru

Одними из основных показателей качества электроэнергии (КЭ) для сетей 0,4 кВ являются коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} .

Для коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и по нулевой последовательности установлены следующие нормы КЭ (ГОСТ 32144-2013):

- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю;
- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 4 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Как известно распределительные сети 0,4 кВ имеют преимущественно однофазную нагрузку, и как следствие, значительную несимметрию. Поэтому основной проблемой сельских сетей 0,4 кВ является превышение нормально допустимого значения коэффициента несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности до 2-2,5 раза. Поскольку в настоящее время в сельских распределительных сетях часто наблюдается низкий коэффициент мощности (до 0,6), авторами работ [1, 2] предложена пофазная компенсацию реактивной мощности в таких сетях. Кроме увеличения коэффициента мощности с помощью статических устройств компенсации реактивной мощности также можно значительно улучшить значения коэффициентов несимметрии напряжения по обратной и по нулевой последовательности.

При неравномерной нагрузке фаз линии потери мощности увеличиваются не только в самих фазных проводах, но и за счет протекания тока по нулевому проводу [3]:

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3I_{cp}^2,$$

где I_{cp} – средний ток трех фаз, протекающий по каждой из фаз при равномерной нагрузке.

Увеличение потерь мощности за счет неравномерности нагрузки фаз трёхпроводной линии происходит в N^2 раз, а четырёхпроводной линии может быть учтено выражением [4]:

$$N^2 \left(1 + 1,5 \frac{R_H}{R_\phi}\right) - 1,5 \frac{R_H}{R_\phi},$$

где R_H и R_ϕ – соответственно сопротивление нулевого и фазного провода; N^2 – квадрат

коэффициента неравномерности нагрузки фаз линии, определяемый выражением

$$N^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{I_A}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_B}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_{cp}} \right)^2 \right].$$

На этапе эксплуатации сети необходимо снижать степень неравномерности нагрузки фаз. При этом выделяют вероятностную несимметрию: с большей загрузкой то одной, то другой фазы и систематическую несимметрию: в течение длительного времени неодинаковы средние значения фазных токов [4].

Несимметрия напряжения обусловлена протеканием в системе электроснабжения токов обратной и нулевой последовательности, создаваемых несимметричными нагрузками, когда векторы токов и углы между ними различны. Известно, что такие токи могут быть представлены их симметричными составляющими прямой $\underline{I}_1$, обратной $\underline{I}_2$ и нулевой последовательности $\underline{I}_0$. Задача симметрирования состоит в том, чтобы параллельно нагрузке (на те же шины) поставить устройство, которое компенсировало бы ток обратной и (или) нулевой последовательности. В этом случае ток компенсирующего устройства должен быть равен по значению и противоположен по фазе соответствующему току, создаваемому нагрузкой. При межфазной компенсации и симметрировании ток нулевой последовательности в линейных проводах симметрирующего устройства отсутствует, и, следовательно, при такой схеме соединения конденсаторных батарей (КБ) симметрирующий эффект по нулевой последовательности достигнут быть не может [5]. Рассмотрим симметрирующий эффект при пофазной компенсации реактивной мощности.

Несимметричная система токов компенсирующего устройства $\underline{I}_{ak}$, $\underline{I}_{bk}$, $\underline{I}_{ck}$, представленная в форме симметричных составляющих, имеет вид:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{1k} &= \frac{1}{3} (\underline{I}_{ak} + a \underline{I}_{bk} + a^2 \underline{I}_{ck}); \\ \underline{I}_{2k} &= \frac{1}{3} (\underline{I}_{ak} + a^2 \underline{I}_{bk} + a \underline{I}_{ck}); \\ \underline{I}_{0k} &= \frac{1}{3} (\underline{I}_{ak} + \underline{I}_{bk} + \underline{I}_{ck}); \end{aligned} \quad (1)$$

где

$$\begin{aligned} \underline{I}'_A &= \underline{I}_a + \underline{I}_{ak}; \\ \underline{I}'_B &= \underline{I}_b + \underline{I}_{bk}; \\ \underline{I}'_C &= \underline{I}_c + \underline{I}_{ck}. \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь $\underline{I}'_A$, $\underline{I}'_B$, $\underline{I}'_C$ - линейные токи после компенсации, $\underline{I}_a$, $\underline{I}_b$, $\underline{I}_c$ - линейные токи до компенсации. Учтем, что линейные токи после компенсации должны быть симметричными, т.е. $\underline{I}'_A = I'_A$, $\underline{I}'_B = a^2 \cdot I'_B$, $\underline{I}'_C = a \cdot I'_C$, и $I'_A = \text{Re}(\underline{I}_a)$, $I'_B = \text{Re}(\underline{I}_b)$, $I'_C = \text{Re}(\underline{I}_c)$.

После подстановки (2) в (1) получим:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{1k} &= \frac{1}{3} j (I_a \sin \varphi_{iA} + I_b \sin \varphi_{iB} + I_c \sin \varphi_{iC}); \\ \underline{I}_{2k} &= \frac{1}{3} j (I_a \sin \varphi_{iA} + a I_b \sin \varphi_{iB} + a^2 I_c \sin \varphi_{iC}); \\ \underline{I}_{0k} &= \frac{1}{3} j (I_a \sin \varphi_{iA} + a^2 I_b \sin \varphi_{iB} + a I_c \sin \varphi_{iC}), \end{aligned} \quad (3)$$

где $\varphi_{iA} = \varphi_{uA} - \varphi_A$, φ_A - разность фаз между соответствующим фазным напряжением и током. Система (3) описывает симметрирующий эффект конденсаторной батареи. Решение этой системы позволяет сделать вывод, что при такой схеме включения конденсаторных батарей может быть достигнут симметрирующий эффект как по обратной так и по нулевой последовательности. При такой компенсации ток нулевой последовательности может быть уменьшен до 2%.

Список литературы:

1. Карчин В.В., Сидорова В.Т., Леухин А.Н. Улучшение показателей качества электроэнергии в сельских распределительных сетях 0,4 кВ с помощью компенсации реактивной мощности // Известия вузов. Проблемы энергетики – 2015. - № 1-2. – С. 61-67.
2. Карчин В.В., Сидорова В.Т., Федотов А.И. Компенсация реактивной мощности в сельских распределительных сетях 0,4 кВ для улучшения качества электроэнергии // Известия вузов. Проблемы энергетики – 2015. - № 5-6. – С. 61-67.
3. Поспелов Г.Е., Сыч Н.Д. Потери мощности и энергии в электрических сетях / под ред. Г.Е. Поспелова. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др., под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
5. Карташев И.И., Тульский В.Н. и др.; под ред. Шарова Ю.В. Управление качеством электроэнергии. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 354 с.

Повышение надёжности работы опор качения вспомогательного оборудования ТЭЦ

Антипов Н.А., Салов А.Г.

Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара,
E-mail: Aleksey-salov@rambler.ru.

Надёжность работы вспомогательного оборудования ТЭЦ (питательных, подпиточных, сетевых насосов, гидромуфт) во многом определяется работоспособностью опор качения, которая в значительной степени зависит от долговечности смазки, находящейся в этих опорах [1]. При работе тела качения осуществляют перемещение относительно поверхностей, с которыми они контактируют (подвижный и неподвижный кольца). Между кольцами и телами качения расположены слои смазки. При скольжении в смазке происходит сдвиг слоев относительно друг друга, что приводит к выделению тепла. Смазка сохраняет свойства смазывающего материала в определённом диапазоне температур. При достижении температуры выше допустимого значения её смазывающие свойства ухудшаются, происходит деструктуризация, что снижает работоспособность смазки, долговечность и надёжность работы вспомогательных механизмов. Значительная неоднородность поля температур в смазочных пленках обуславливает необходимость анализа тепловых процессов, происходящих в зонах трения для определения условий, при которых имеет место наибольшая работоспособность смазки.

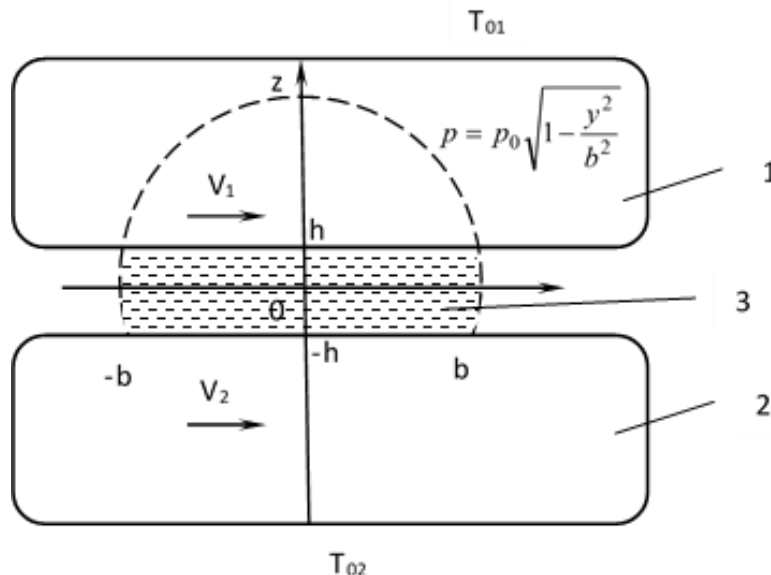


Рис. 1. – Схема модели процесса теплообмена в локальном контакте 1,2 – контактирующие рабочие поверхности, 3 – смазка.

При работе вспомогательного оборудования от опор качения отводится тепловая энергия за счет охлаждения их циркулирующей водой. Охлаждение осуществляется за счёт отвода тепла от

наружного кольца охлаждающей водой. Таким образом, при работе вспомогательных механизмов ТЭЦ в опорах качения устанавливается постоянный тепловой поток от внутреннего подвижного кольца через тела качения к наружному, при этом температуры контактирующих поверхностей оказываются отличными друг от друга.

Смоделируем процесс теплообмена в зоне смазанного контакта двух движущихся тел, разделённых слоем вязкой жидкости. Схема процесса приведена на рисунке 1.

При построении математической модели теплообмена в локальном контакте примем следующие допущения:

1. Смазка является ньютоновской жидкостью.
2. Тепло в зоне трения выделяется в результате вязкого сдвига, вызванного скольжением контактирующих поверхностей.
3. Длина локального контакта весьма мала по сравнению с размерами контактирующих тел, поэтому пренебрежём кривизной поверхностей в области контакта, и построение модели будем вести в декартовой системе координат.
4. Контакт полагаем тяжело нагруженным, поэтому толщину слоя смазки будем считать постоянной, а давление герцовым почти во всей зоне контакта.
5. Трение в зонах входа и выхода мало по сравнению с трением в зоне контакта.
6. Температуры контактирующих поверхностей не одинаковы.

Математическая задача теплообмена в системе координат, связанной с источником тепла, с учетом принятых допущений формулируется в виде:

- дифференциальных уравнений теплопроводности контактирующих поверхностей

$$v_1 \frac{\partial t}{\partial y} - a_1 \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} = 0, \quad z \geq h, \quad -b \leq y \leq b, \quad (1)$$

$$v_2 \frac{\partial t}{\partial y} - a_2 \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} = 0, \quad z \leq -h, \quad -b \leq y \leq b, \quad (2)$$

- нелинейного дифференциального уравнения энергии для ньютоновской жидкости

$$c_c \rho_c v_c(z) \frac{\partial t}{\partial y} - \lambda_c \left(\frac{\partial^2 t}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} \right) = \mu(t, p) \left(\frac{\partial v_c(z)}{\partial z} \right)^2, \quad (3)$$

$$-b \leq y \leq b, \quad -h \leq z \leq h,$$

- уравнения движения

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\mu(t, p) \frac{\partial v_c(z)}{\partial z} \right) = 0, \quad (4)$$

- реологического уравнения вязкой жидкости

$$\frac{\partial v_c(z)}{\partial z} = \frac{\tau}{\mu(t, p)}, \quad (5)$$

- условия прилипания смазки на поверхностях контактирующих тел

$$\int_{-h}^h \frac{\partial v_c(z)}{\partial z} dz = v_1 - v_2, \quad (6)$$

- зависимости вязкости смазки от давления и температуры

$$\mu(t, p) = \begin{cases} \mu_0 \exp[np - \delta(t - T_{01})] & y \in [-b, b] \\ 0, & y \notin [-b, b] \end{cases}, \quad (7)$$

- уравнения Герца – распределения давления на контактной площадке

$$p = p_0 \sqrt{1 - \frac{y^2}{b^2}}, \quad (8)$$

- соответствующих краевых условий

$$\left. t \right|_{\substack{z \rightarrow +\infty \\ y \in [-b, b]}} = T_{01}, \quad \left. t \right|_{\substack{z \rightarrow -\infty \\ y \in [-b, b]}} = T_{02}, \quad \left. t \right|_{\substack{y = -b \\ z > 0}} = T_{01}, \quad \left. t \right|_{\substack{y = -b \\ z < 0}} = T_{02}, \quad (9)$$

В формулах (1)-(9) приняты следующие обозначения: t – текущее значение температуры; $\mu(t, p)$ – вязкость смазки в зоне контакта; v_1 и v_2 – скорости движения контактирующих поверхностей; p_0 – максимальное герцевское давление в зоне контакта; y, z – оси декартовой системы координат; $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ – коэффициенты теплопроводности; a_1, a_2 – коэффициенты температуропроводности; c_c – теплоёмкость смазки; ρ_c – плотность смазки; n – пьезокоэффициент вязкости; δ – температурный коэффициент вязкости; T_{01} – температура первого тела; T_{02} – температура второго тела; τ – касательные напряжения в смазке.

Сформулированная задача теплообмена не имеет аналитического решения, поэтому отыщем приближенное решение этой системы. Из анализа теплофизических характеристик следует, что коэффициент теплопроводности вязкой жидкости на два порядка меньше коэффициентов теплопроводности металлических контактирующих тел. Градиенты температур поперёк масляной плёнки существенно превышают скорости изменения температуры вдоль зоны контакта, поскольку толщина слоя смазки почти на порядок меньше длины контакта по направлению движения, при этом допущении

$$\frac{\partial t}{\partial y} \ll \frac{\partial t}{\partial z}, \quad \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} \ll \frac{\partial^2 t}{\partial z^2}$$

Исходная системы уравнений для принятых выше допущений в безразмерном виде описывается следующей системой уравнений:

$$\frac{\partial^2 \vartheta}{\partial z^2} = -\eta \exp(\vartheta) \quad (10)$$

$$\eta = \frac{\delta \Delta v_2 \mu_*}{\lambda} \frac{1}{\left(\int_{-h}^h \exp(\vartheta) dz \right)^2} \exp \left(n p_0 \sqrt{1 - y^2/b^2} - \delta T_{01} \right) \quad (11)$$

$$\left. \vartheta \right|_{\substack{z = -h \\ y \in [-b, b]}} = 0, \quad \left. \vartheta \right|_{\substack{z = h \\ y \in [-b, b]}} = \vartheta_0 \quad (12)$$

В последних соотношениях $\vartheta = \delta(t - T_{01})$ – безразмерная температура, $\vartheta_0 = \delta(T_{02} - T_{01})$ – относительная температура второго тела.

В постановке (10) - (12) задача имеет вид обыкновенного дифференциального уравнения второго порядка с нелинейной правой частью. Общее решение такого уравнения известно. Однако, в нашей постановке в правой части уравнения имеется неизвестный параметр η . Считая параметр η неизвестной константой, найдем решение системы, которое будет зависеть от η . Общее решение уравнения запишем в следующем виде:

$$\exp(\mathcal{G}) = \frac{C_1}{2\eta ch^2 \left(\frac{\sqrt{C_1}}{2} z + C_2 \right)} \quad (13)$$

Удовлетворяя полученное решение граничным условиям и решая его относительно постоянных интегрирования и неизвестного параметра η , а затем подставляя их в соотношение (13) получим:

$$\mathcal{G} = \ln \left\{ \frac{4\Lambda^2 \alpha^2}{\zeta^2 - 1} ch^2 \left[\left(\frac{z}{h} - 1 \right) \frac{\operatorname{arch} \zeta}{2} + \operatorname{arch} \frac{\sqrt{\zeta^2 - 1}}{2\Lambda \alpha} \right] \right\} \quad (14)$$

Выражение для температуры смазки в размерном виде:

$$t = T_{01} + \frac{1}{\delta} \ln \left\{ \frac{\zeta - 1}{4\Lambda^2 \alpha^2 ch^2 \left[\left(\frac{z}{h} - 1 \right) \frac{\operatorname{arch} \zeta}{2} + \operatorname{arch} \frac{\sqrt{\zeta^2 - 1}}{2\Lambda \alpha} \right]} \right\} \quad (15)$$

На рисунке 1 приведены графики распределения температур по толщине смазки в сечении $y = 0$ при следующих условиях его работы: $V = 10 \text{ м/с}$, $\Delta V = 0,04 \text{ В}$, $P_0 = 9,44 \cdot 10^8 \text{ н/м}^2$ и различных значениях температур контактирующих поверхностей.

Проведенный анализ полученного решения (15) показал, что при $T_{01} \neq T_{02}$ распределение температуры внутри смазки имеет несимметричный профиль. Повышение температуры одной из контактирующих поверхностей приводит к смещению максимальной температуры в смазке к поверхности этого тела. При достаточно большой температуре одного из тел возможны режимы, когда максимум температур смазки будет расположен на поверхности контактирующего тела.

Максимальная температура смазки превышает температуру поверхностей качения при различных режимах работы на 50-100 °С и близка к максимально допустимому значению по долговечности для смазки МС-20, используемой в опорах трения.

Список литературы:

1. Дилигенский Н.В., Салов А.Г. Исследование долговечности жидкостных узлов трения. // Всесоюзная конференция "Повышение долговечности машин и приборов". – Куйбышев, 1981, с. 104-105.

Исследование энергетических характеристик аккумуляторной батареи VENTURA GPL 12-100

Игнатьев Д.В., Сурков М. А..

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
E-mail: ignatiev_24@mail.ru, masur@yandex.ru*

Химические источники тока в энергетике получили широкое распространение. Одними из самых распространенных являются кислотно-щелочные свинцовые аккумуляторные батареи. Потребность в данных источниках в последнее время только увеличивается, они нашли свое применение в автономных системах электропитания и в системах с резервированием основного источника питания.

Еще одной сферой применения накопителей являются системы с альтернативными источниками энергии, такие как ветроэнергетика и солнечная энергетика не может существовать без мощных аккумуляторов, которые способны запасть большое количество энергии, так как солнце и ветер не способны обеспечить постоянную мощность и имеют выраженные минимумы и максимумы. Для того, чтобы выровнять графики нагрузки как раз и необходимы аккумуляторные батареи (АКБ). Но что будет, если заявленные характеристики не будут соответствовать реальности?

С течением длительного времени или при неправильной эксплуатации оборудование

выходит из строя и его характеристики далеки от паспортных. Все это может привести к серьезным проблемам в электроснабжении и даже к авариям, которые могут причинить опасность людям, а также нанести значимый материальный ущерб. Под угрозу будет поставлен не только технологический процесс на производстве, но и безопасность жизни и здоровья людей, если это касается средств связи и или систем автоматики жизнеобеспечения в суровых климатических условиях Севера России.

Целью настоящей работы является изучение энергетических характеристик АКБ Ventura GPL 12-100 и сравнения полученных данных с паспортными значениями.

VENTURA GPL 12-100 - свинцово-кислотная необслуживаемая герметизированная аккумуляторная батарея с предохранительными клапанами. Проста и доступна в обслуживании. Изготовлена с применением технологии AGM (внутренняя рекомбинация газа). Не нуждается в доливе воды, обладает низким саморазрядом.

Области применения аккумуляторной батареи:

- источники бесперебойного питания (UPS)
- системы охранно-пожарной сигнализации
- медицинская техника
- телекоммуникация
- связь
- другие отрасли, в которых необходимо гарантированное электропитание

Таблица 1. Основные показатели

Тип	Напряжение	Емкость	Габаритные размеры			Масса
			Длина	Ширина	Высота	
GPL 12-100	12 В	100 А·ч	330мм	172мм	224мм	32кг

Для оценки соответствия заявленных и реальных характеристик АКБ проведём измерения и построим разрядную и зарядную характеристики.

Разрядной характеристикой называется зависимость изменения плотности электролита, ЭДС и напряжения аккумулятора при постоянной силе разрядного тока. В начале разряда напряжение резко падает за счет внутреннего омического сопротивления и появления затем ЭДС поляризации. Это происходит в течение нескольких десятков секунд. Затем напряжение медленно снижается вследствие уменьшения ЭДС из-за снижения плотности электролита. Данный период составляет 80...90 % общего времени разряда. К концу разряда активные вещества на поверхности пластин переходят в сульфат свинца, сопротивление которого на три порядка больше, чем губчатого свинца. Это вызывает повышение омического сопротивления. Кроме того, ухудшается проникание электролита внутрь пластин, вследствие чего повышается сопротивление поляризации. Все это вызывает снижение напряжения. При дальнейшем разряде реакции сульфатации становятся необратимыми: глубокий разряд приводит к выходу из строя электродов. Поэтому разряд прекращают при напряжении 1,75 В. При прекращении разряда напряжение скачкообразно повышается на величину, равную омическим потерям, а затем плавно стабилизируется из-за выравнивания плотности электролита у поверхности пластин и в общем объеме.

Зарядной характеристикой аккумулятора называется зависимость изменения плотности электролита, ЭДС и напряжения при постоянной силе зарядного тока. Ток заряда обычно равен 0,1 его номинальной емкости. Напряжение зарядного устройства должно быть на несколько вольт больше ЭДС аккумулятора.

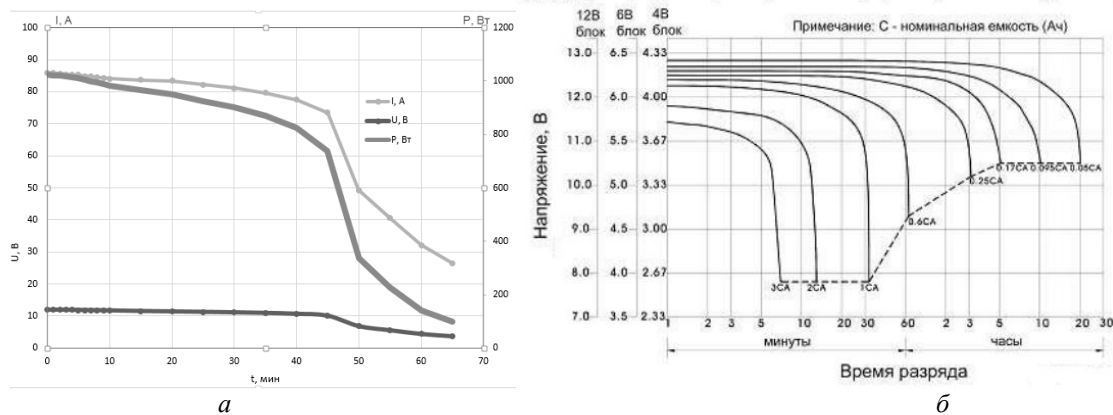
Если течение 2...3 ч напряжение и плотность не меняются, то это служит признаком конца заряда. После восстановления исходных реагентов электрохимические процессы прекращаются. Батарея «перестает принимать» заряд. После отключения зарядного устройства напряжение резко падает на величину омического сопротивления. Общая плотность выравнивается, что приводит к стабилизации напряжения до величины ЭДС.

Критерием заряженности батареи может служить плотность электролита. При снижении заряженности от 100% до 0 плотность уменьшается по линейному закону на $0,16 \text{ г/см}^3$.

Опыт 1. Разрядные характеристики. Исходные данные: $U_0=14,1 \text{ В}$, $R_{\text{н}}=0,3 \text{ Ом}$.

Батарею разряжали нагрузкой с сопротивлением 0,3 Ом. В течение первых нескольких секунд напряжение резко снижается, далее на протяжении всего процесса разряда напряжение медленно уменьшается, так как увеличивается омическое сопротивление и сопротивление поляризации. Разряд производился на постоянном токе, но, когда напряжение уменьшилось до

определенного момента ток скачкообразно начал уменьшаться. Разряд проводился до напряжения. Мощность, которая выделила батарея в данном опыте составила приблизительно 925 Вт, что говорит о глубоком разряде АКБ (Рисунок 1).



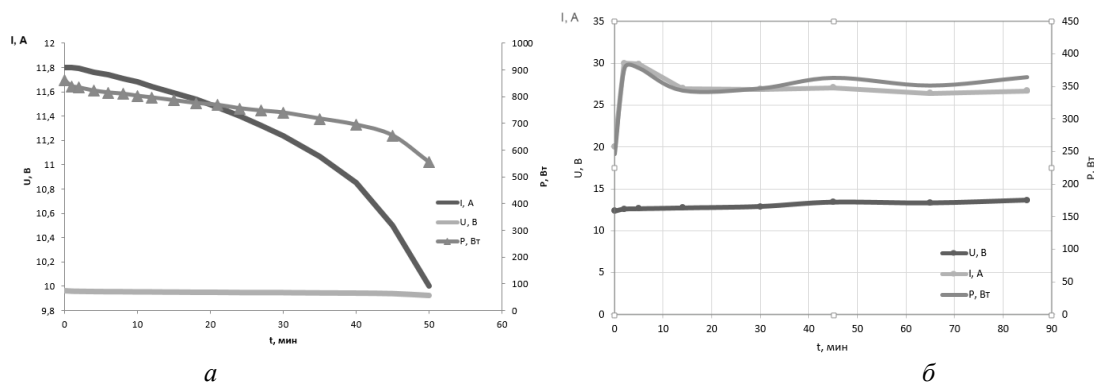


Рис. 3. Разрядные (а) и зарядные (б) характеристики АКБ

Сравнивая паспортные характеристики с характеристиками, полученными во время испытаний можно сделать вывод, что паспортные данные оказались близки с экспериментальными. Следовательно, аккумуляторная батарея Ventura GPL 12-100 абсолютно безопасна и пригодна для эксплуатации.

Список литературы:

1. Технический паспорт. – Ventura GPL 12-100, 2013.
2. http://www.1000va.ru/shop/ventura/gpl_12-100

Анализ причин электротравматизма на горных предприятиях

*Пичуев А.В., Петуров В.И.**

Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС»

*Забайкальский институт железнодорожного транспорта**

E-mail: allexstone@mail.ru

Исходными данными для анализа электротравматизма на горных предприятиях являлись материалы Госгортехнадзора СССР, ЦНИИПП, исследований, выполненные исследователями в различные периоды (с 1965 по 2004 гг.) и опубликованные в открытой печати [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7], а также материалы Ростехнадзора РФ по электротравматизму на угольных предприятиях и рудных месторождениях (с 2005 по 2012 гг.).

В горнодобывающих отраслях промышленности наибольший удельный вес электротравм приходится на открытые разработки. При этом при напряжении выше 1 кВ наибольшее количество электротравм приходится на карьерные электроустановки, в то время, как в шахтах и рудниках основное количество электротравм приходится на напряжение до 1 кВ. Это свидетельствует о необходимости дифференцированного подхода к решению важнейших вопросов электробезопасности в условиях открытых и подземных разработок [1].

В период 1965 – 2012 гг. на карьерах электротравматизм при напряжении выше 1 кВ составлял около 78 %.

В настоящее время безопасность работы в высоковольтных установках достигается главным образом за счет организационно-технических и организационных мероприятий. Снижение электротравматизма в карьерных электроустановках, особенно на линиях электропередачи и на подстанциях, может быть достигнуто путем повышения надежности самих линий, улучшения релейной защиты, за счет совершенствования приборов для отыскания мест обрыва проводов, индикаторов напряжения, устройств сигнализации об опасном приближении горных машин к открытым токопроводам, телескопических автовышек и т.д.

В условиях открытых горных разработок важнейшей проблемой электробезопасности остается снижение числа однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в карьерных распределительных сетях напряжением 6...10 кВ.

Опасность ОЗЗ дополнительно усугубляется переходом однофазных замыканий в многофазные, возникновением многократных повторных замыканий в случае неустранения первоначальных причин их возникновения, возникновением сложных замыканий (одновременно на землю и металлические междуфазные замыкания). Все это значительно повышает опасность повреждения изоляции электрооборудования и увеличивает риск электротравмирования.

Изменение фронта открытых горных работ приводит к периодическому изменению

конфигурации карьерной распределительной электрической сети, как по протяженности, так и по количеству и типу подключаемого к фидерам электрооборудования. В связи с этим возникает необходимость периодической отстройки уставок реле, осуществляющих защиту от аварийных режимов. Разработка и внедрение средств технического контроллинга параметров и режимов работы карьерных электроустановок, а также средств оперативной диагностики устройств защиты позволит существенно повысить эффективность и безопасность их технического обслуживания.

Как показывает анализ, существенное снижение электротравматизма при эксплуатации электрооборудования напряжением до 1 кВ и выше может быть достигнуто за счет внедрения новых эффективных средств контроля изоляции и защитного отключения, позволяющих осуществлять пофазный контроль сопротивления изоляции, а также функции компенсации емкостных токов утечки и защитного шунтирования.

Основное количество электротравм происходит при проведении ремонтно-монтажных и пусконаладочных работ на распределительных устройствах стационарных и передвижных подстанций, а также приключательных пунктах. Основными причинами электротравм в электроустановках являются: недостаточные организационно-профилактические мероприятия, ошибочные действия персонала, конструктивные недостатки электрооборудования и отсутствие эффективных средств диагностики.

Основная масса электротравм при эксплуатации токоприемников напряжением выше 1 кВ обусловлена прикосновениями к корпусам электродвигателей, оказавшимся под напряжением вследствие ухудшения состояния изоляции, и к поврежденным кабельным перемычкам, воронкам и т.д. Опыт эксплуатации электроустановок горнодобывающих предприятий показал, что безопасная и безаварийная работа в электроустановках напряжением выше 1 кВ может быть достигнута только в результате осуществления мероприятий профилактического характера (осмотры, ремонты, испытания и т.п.). После перевода предприятий на режим работы по графику прерывной рабочей недели имеется реальная возможность систематически (раз в неделю) и планомерно производить профилактические осмотры, ремонты и испытания электрооборудования на напряжение выше 1 кВ [2].

В соответствии с данными статистики, подавляющее большинство электротравм приходится на электротехнический персонал, причем поражения электрическим током происходят преимущественно при напряжении выше 1 кВ, т.е. специфика условий электробезопасности на открытых и подземных разработках выявляется и в этом элементе анализа.

Анализ статистических данных электротравматизма подтвердил взаимосвязь между уровнем электротравм и аварийностью электрохозяйства, о чем, в частности, свидетельствует распределение электротравм по видам работ при эксплуатации электроустановок напряжением выше 1 кВ.

Большинство электротравм происходит при ремонтно-наладочных работах и при ликвидации аварий, причем среди технического персонала на электрослесарей и электромонтеров приходится от 33,8 % до 40,6 % общего количества случаев.

Ремонтно-наладочные работы и работы по ликвидации аварий в электроустановках разрезов обычно производятся непосредственно электротехническим персоналом (мастерами и электрослесарями энергоучастков и производственных участков) и лицами, имеющими право на выполнение работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ (машинистами и помощниками машинистов экскаваторов, буровых станков и т. д.). Естественно, что для экипажей экскаваторов и буровых станков основной работой является участие в технологическом процессе (добыча угля, вскрышные работы, бурение скважин и т. д.), а работы в электроустановках напряжением выше 1 кВ являются по существу «совместительством». Если сравнить в количественном отношении электротехнический персонал и персонал, имеющий право на производство работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ, то оказывается, что это отношение на разрезах не превышает 1:10. В связи с этим практически все работы, связанные с ликвидацией аварий на участках системы электроснабжения от приключательных пунктов до экскаваторов, т. е. на участках наибольшей повреждаемости элементов, производятся недостаточно квалифицированным персоналом. Именно это и является одним из объективных факторов высокого электротравматизма в сетях разрезов.

Вторым обстоятельством, препятствующим быстрому снижению уровня электротравматизма в условиях разрезов, является сложившееся неправильное мнение, что опасность электротравм при эксплуатации электроустановок напряжением выше 1 кВ меньше, чем при эксплуатации электроустановок напряжением до 1 кВ. Это мнение основывается на том, что при напряжении выше 1 кВ электроустановки имеют более высокий уровень сопротивления

изоляции и технической эксплуатации; кроме того, наблюдается меньший контингент персонала, имеющего доступ к работам на электроустановках напряжением выше 1 кВ. В действительности это мнение является необоснованным [3, 4].

Анализ статистических данных показывает, что в условиях подземных и открытых горных разработок от 1/2 до 3/4 всех пострадавших составляют работники в возрасте до 30 лет. Для возрастных категорий старше 30 лет, как правило, наблюдается снижение электротравматизма. В этом возрасте рабочие полностью овладевают профессией.

Обращает на себя внимание довольно высокий процент электротравм возрастной категории до 25 лет (23,5 %) свидетельствующий, что вопросам профессиональной подготовки молодых рабочих, особенно работающих на технологических комплексах поверхности, уделяется недостаточное внимание. В современных условиях, при общей тенденции внедрения комплексной механизации и автоматизации в горном производстве, включая новейшие средства автоматики и телемеханики, упущено важное и очевидное обстоятельство, что совершенствование и развитие всех звеньев технологических процессов на базе широкой электрификации должно обязательно сопровождаться повышением уровня квалификации работающих не только в чисто профессиональном плане, но и по технике электробезопасности.

Анализ электротравматизма в ведущих горнодобывающих отраслях за период 1965 – 2004 гг. также свидетельствует, что на работников, стаж работы которых не превышал 3 лет, приходилось более 42 % от общего количества электротравм.

Очевидно, что при существующих методах профессионального обучения для овладения профессией и приобретения необходимых производственных навыков требуется не менее 3 лет.

В настоящее время подготовка кадров молодых рабочих производится на горнодобывающих предприятиях в учебно-курсовых комбинатах с максимальным сроком обучения до 6 месяцев. Современный индивидуально-бригадный метод подготовки не всегда отвечает требованиям сегодняшнего и завтрашнего дня, так как обучение проводят инструкторы, не всегда имеющие необходимую теоретическую, методическую и техническую подготовку.

Целесообразно рекомендовать такую организацию предварительного обучения, когда прием вновь поступающих рабочих производится несколько раз в месяц в определенные сроки. Предварительное теоретическое и практическое обучение в этом случае будет проводиться с постоянным составом, так как будут созданы нормальные условия для комплектования группы, что улучшит качество подготовки рабочих.

Список литературы:

1. Гладилин Л.В., Щуцкий В.И., Бацезев Ю.Г. и др. Электробезопасность в горнодобывающей промышленности. – М.: Недра, 1977. – 327 с.
2. Щуцкий В.И., Сидоров А.И., Ситчихин Ю.В., Бендяк Н.А. Электробезопасность на открытых горных работах. – М.: Недра, 1996. – 267 с.
3. Манойлов В.Е. Основы электробезопасности. – Л.: Энергия, 1976. – 342 с.
4. Щуцкий В.И., Коростелев М.Е., Израитель С.А. Анализ электротравматизма на шахтах и карьерах черной металлургии. – «Горный журнал», 1970, № 9. – С. 65 – 68.
5. Чепайкина Т. А. Снижение электротравматизма на угольных предприятиях в условиях вечной мерзлоты: Дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03: Нерюнгри, 2005. – 154 с.
6. Пичуев А.В., Петуров В.И., Суворов И.Ф. Влияние нестационарных режимов на электробезопасность при эксплуатации электрооборудования горных предприятий. М.: Горная книга, 2011. – 326 с.
7. Сидоров А.И., Петуров В.И., Пичуев А.В., Суворов И.Ф. Обеспечение электробезопасности в системах электроснабжения // Успехи современного естествознания. – 2010. – № 2 – С. 114.

Повышение энергоэффективности горнопроходческих работ

*Пичуев А.В., Садридинов А.Б., Петуров В.И.**

Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС»

*Забайкальский институт железнодорожного транспорта**

E-mail: allexstone@mail.ru

Эффективность работы горнодобывающей промышленности, определяется техническим уровнем средств механизации и автоматизации технологических процессов добычи. В условиях рыночных экономических отношений, основными требованиями для горно-шахтного оборудования становятся: повышение эффективности и безопасности эксплуатации, снижение

металлоемкости горных машин и энергоемкости разрушения горной массы, уменьшение экологической вредности горных работ.

В соответствии с принятой Правительством РФ «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» планируется увеличение добычи угля до 410–450 млн. тонн и рост его доли в производстве электроэнергии с 34 до 44 %.

На первом этапе планируется рост мощностей за счет технического перевооружения, а в период 2011–2020 гг. – за счет коренного изменения технического уровня горного производства.

Концентрация горного производства на перспективных шахтах за счет технического перевооружения очистных комплексов требует значительных изменений в ведении подготовительных работ. И в первую очередь это касается прогрессивного комбайнового способа, т.к. уровень комбайновой проходки по ведущим угольным шахтам колеблется от 72 до 98 %.

Решение задач, связанных с повышением энергоэффективности горнопроходческих работ в условиях строительства шахт и подземных сооружений выполняется в соответствии с нормативно-правовой законодательной базой, определяющей комплекс требований, условий и технического регламента на их проведение с учетом степени воздействия на социальную и экологическую сферу.

В основу нормативно-правовых аспектов энерго- и ресурсосбережения положены международные стандарты серии ISO 13600, ISO 14000, ISO 9000, SA 8000-97, установленные в Законе РФ «Об энергосбережении».

Анализ технических характеристик серийно выпускаемых на мировом рынке проходческих машин и комплексов и режимов их работы показал, что основные направления, связанные с повышением энергоэффективности горнопроходческих работ, ориентированы на рост энерговооруженности и производительности горных машин. Это развитие осуществляется за счет перехода на комбайны среднего (35÷50 т, 100÷160 кВт) и тяжелого типов (до 100÷150 т, до 600÷900 кВт), обеспечивающих проходение горных выработок сечением до 40÷45 м², разрушение горных пород с пределом прочности на одноосное сжатие до 140÷150 МПа и имеющих техническую производительность до 26÷30 м³/ч.

Обобщенный алгоритм получения результатов и оценки затрат энергии на ведение горнопроходческих работ в конкретных условиях производства включает следующие этапы [1, 2, 3].

1. Определение структуры затрат энергии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по каждому виду технологических операций, а также затрат энергии: живого труда; на техническое обслуживание и ремонт горной техники; на поддержание микроклимата в горных выработках.
2. Определение и оценка энергетических показателей по отдельности для каждой технологической операции и энергоемкой установки, учитывая, все виды затрат энергии ТЭР.
3. Оценка существенности влияния энергетической нагрузки на окружающую среду и, если необходимо, разработка мероприятий по снижению экзотрат.

Общие затрат энергии на ведение проходческих работ за выбранный интервал времени определится по формуле:

$$E_{\text{пр}} = E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5 + E_6 + E_7,$$

где E_1 – технологические процессы (основной и вспомогательные); E_2 – освещение горных выработок и рабочего забоя; E_3 – транспортирование и подъем горной массы (по полезному ископаемому и породе); E_4 – вентиляция (общая и местное проветривание горных выработок); E_5 – перекачка грунтовых вод (система водоотлива и водопонижения); E_6 – кондиционирование (очистка и поддержание заданной температуры воздуха); E_7 – поддержание пожарной системы.

Фактическая доля затрат энергии на управление защитой окружающей среды в «индексной форме» определится по формуле:

$$J_{\text{эос}} = \frac{E_{\text{пр}}}{E_4 + E_5 + E_6 + E_7}.$$

При планировании программных мероприятий по энергосбережению устанавливают контрольные цифры по оптимизации значения этого индекса.

При оценке значительности и планировании допустимости воздействий энергетической нагрузки на окружающую среду используется критерий функции Харрингтона:

$$\text{ПЭНТО}_{\text{ос}} = \left(\frac{\frac{Z}{J_{\text{оэс}}} M(o)}{\sum_{y=1}^{M(o)} K O_y} \right) \leq 0,7,$$

где $K O_y$ – класс опасности для потенциального загрязнителя (y); $M(o)$ – общее количество загрязнителей, потенциально могущих воздействовать на окружающую среду (классы опасности 2; 3; 4) в технологических процессах цеха; Z – общий объем производства за рассматриваемый период.

За основной критерий энергетической оценки технологий и комплексов горных машин принимается коэффициент эффективности энергетических затрат, который определяется как отношение удельных затрат энергии ω_n по новым машинам и технологиям и этим же затратам по базовым ω_6 вариантам:

$$k_3 = \frac{\omega_n}{\omega_6}.$$

Анализ проводится по сумме составляющих элементов затрат энергии на строительство подземного сооружения, которые выражают в единых сопоставимых единицах:

$$\omega_3 = \mathcal{E}_ж + \mathcal{E}_т + \mathcal{E}_м + \mathcal{E}_с, (\text{МДж/м}^3),$$

где ω_3 – удельные затраты энергии; $\mathcal{E}_ж$ – затраты энергии живого труда; $\mathcal{E}_т$ – затраты энергии (топлива, электрической, тепловой, и др.); $\mathcal{E}_м$ – затраты на изготовление, ремонт и техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования; $\mathcal{E}_с$ – затраты энергии на содержание производственных сооружений [4].

Количественная оценка энергоёмкости производится по энергетическим эквивалентам затрат энергии, значения которых регламентированы ГОСТ Р 51387-99.

Эффективность оценки энергоёмкости производственных процессов определяется тем, насколько результаты расчета основных показателей, определенных различными методами, соответствуют реальным условиям эксплуатации и режимам работы технологического оборудования.

Для сравнительного анализа серийно выпускаемые проходческие комплексы (ПК) условно разделены на две группы: 1-я группа – комбайны производства стран СНГ; 2-я группа – комбайны производства стран ЕС, США, Канады и Китая.

В результате корреляционного анализа [5] получены соответствующие регрессионные зависимости, позволяющие определить границы минимальной и максимальной производительности, а также диапазон устойчивой работы при заданном пределе прочности пород (таблица 1).

Таблица 1. Зависимости технической производительности ПК от одноосного усилия сжатия горных пород режущим органом

Уровень производительности	Уравнение регрессии	Коэффициент корреляции R
минимальный	$Q_{\text{т}} = -0,08 + 29,6/q_{\text{сж}}$	-0,83
средний	$Q_{\text{т}} = -0,04 + 41,8/q_{\text{сж}}$	-0,79
максимальный	$Q_{\text{т}} = -0,09 + 60,8/q_{\text{сж}}$	-0,93

Регрессионные зависимости технологического и удельного расхода электроэнергии от часовой производительности проходческих машин (энергетические характеристики) представлены таблице 2.

Результаты сравнительного анализа энергетических характеристик проходческих комбайнов позволили сделать следующие выводы.

1. Для ПК 1-ой группы мощность двигателя исполнительного органа изменяется в диапазоне 55÷200 кВт (при суммарной мощности электродвигателей комбайна 100,5÷390 кВт). Для ПК 2-ой группы мощность двигателя исполнительного органа изменяется в диапазоне 45,2÷436 кВт (при суммарной мощности электродвигателей комбайна 75÷975 кВт).

2. Техническая производительность ПК 1-ой группы по породе изменяется в пределах 15÷200 м³/ч, а для ПК 2-ой группы – в пределах 50÷600 м³/ч.

3. Удельный расход электроэнергии для ПК 1-ой группы изменяется в пределах 1,2÷8,8 кВт×ч/м³, а для ПК 2-ой группы – в пределах 0,4÷1,8 кВт×ч/м³.

Таблица 2. Энергетические характеристики ПК

Номер зависимости	Уравнение регрессии	Усилие одноосного сжатия $q_{сж}$, МПа	Коэффициент корреляции R
1-я группа			
1	$W_T = 38,2 + 0,86 \times Q_T$	≤ 20	0,796
1*	$\omega_T = 0,88 + 36,4/Q_T$		-0,62
2	$W_T = 48,7 + 3,1 \times Q_T$	≤ 80	0,92
2*	$\omega_T = 3,9 + 39,1/Q_T$		-0,65
3	$W_T = 75,5 + 5,97 \times Q_T$	≤ 120	0,74
3*	$\omega_T = 3,5 + 104/Q_T$		-0,58
2-я группа			
4	$W_T = -11,75 + 0,66 \times Q_T$	≤ 20	0,87
4*	$\omega_T = 0,44 + 60,3/Q_T$		-0,25
5	$W_T = -37,8 + 0,83 \times Q_T$	≤ 80	0,77
5*	$\omega_T = 0,61 + 10,7/Q_T$		-0,39
6	$W_T = -55,2 + 1,06 \times Q_T$	≤ 120	0,79
6*	$\omega_T = 0,63 + 58,7/Q_T$		-0,47

Таким образом, ПК 2-ой группы превышают аналогичные показатели ПК 1-ой группы при одинаковых пределах прочности пород по показателям установленной мощности в 1,5÷2 раза, по показателям технической производительности в 2,5÷3 раза, по показателям технической производительности в 3÷5 раз.

Следует отметить, что опыт эксплуатации ПК 2-ой группы в реальных условиях горного производства не выявил существенных отличий по энергоэффективности в сравнении с ПК 1-ой группы. При этом по стоимостным показателям ПК второй группы значительно превосходят аналоги из 1-ой группы и имеют более высокие сроки окупаемости.

Обобщенные энергетические характеристики рекомендуется использовать при определении технологического и удельного расхода электроэнергии проходческими комбайнами и комплексной оценке энергоёмкости проходческих работ.

Список литературы:

1. Пичуев А.В., Садридинов А.Б. Энергоэффективность проходческих работ в условиях городского подземного строительства. V Всероссийская научно-техническая конференция «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования». – Томск, 2012. – с. 142–143.
2. Садридинов А.Б. Энергетические показатели и критерии энергоэффективности проходческих работ. Мирный. IV Всероссийская научно-практическая конференция «Молодежь и научно-технический прогресс в современном мире», 2012. – 3 стр.
3. Пичуев А.В., Петуров В.И., Чеботаев Н.И. Электрификация горного производства в задачах и примерах: Учебное пособие. – М.: Издательство «Горная книга», 2012. – 251 с.
4. Садридинов А.Б., Пичуев А.В. Энергетическая оценка горнопроходческих работ с учетом их влияния на техногенную среду в условиях городского подземного строительства // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2014. – № 2. – с. 303 – 306.
5. Пичуев А.В., Садридинов А.Б. Энергетические характеристики проходческих комбайнов с исполнительными органами избирательного действия // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № 9. – с. 348 – 350.

Повышение энергоэффективности путём создания интегрированной системы управления энергетическим предприятием

Сагитова Л.А., Новичкова А.В., Гаврилова А.А.

Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара

E-mail: L0410@mail.ru

В настоящее время снизилась тепловая нагрузка производственно-отопительных котельных, т.к. уменьшилось потребление тепловой энергии промышленными потребителями. Это

связано с тем, что после перехода к рыночной экономике многие промышленные потребители тепловой энергии отказались от услуг теплогенерирующих предприятий из-за постоянного роста цен на энергоносители, перейдя на автономное теплоснабжение, либо вовсе прекратили свою деятельность. В результате этого доля выработки тепла в виде пара для промышленных потребителей уменьшилась, а в виде горячей воды для систем теплоснабжения увеличилась. Таким образом, характер нагрузок с постоянного в течение года сменился на сезонный отопительный. Указанные обстоятельства привели к эксплуатации энергетического оборудования в нерасчётных режимах с пониженными показателями эффективности производства тепловой энергии.

Другой серьёзной проблемой является то, что на теплогенерирующих предприятиях система управления технологическим процессом, система управления кадрами, система управления финансами и планированием производства ресурсов, система контроля и учета тепловой и электрической энергии и т.д., являются разными независимыми системами с противоречивыми целями.

Одним из действенных путей решения проблемы создания единой автоматизированной системы управления всем энергетическим предприятием и проблемы оптимизации режимов работы котельного оборудования является применение интегрированной системы управления энергетическим объектом [1]. Возможно создание единой системы управления для всего объекта, которая в зависимости от поставленных задач и условий окружающей среды позволяет принимать математически обоснованные решения и действовать на нескольких иерархических уровнях с использованием искусственной нейронной сети.

Искусственная нейронная сеть (ИНС) – математическая модель, а также её программное или аппаратное воплощение, в основу которой положены принципы работы биологических нейронных сетей. Понятие ИНС возникло при изучении процессов, протекающих в мозге, и при попытке смоделировать эти процессы. Искусственная нейронная сеть состоит из огромного числа параллельно функционирующих простых процессоров (нейронов) с множеством связей. Принцип работы нейрона следующий: сбор входных данных, их обработка и подготовка выходных данных при условии выполнения свойств передаточной функции.

Основными преимуществами использования ИНС можно назвать следующие:

- 1) способность к обучению и обобщению;
- 2) высокая надёжность и возможность обработки больших объёмов данных, что обуславливается параллельным принципом работы;
- 3) способность решать задачи нечёткой логики;
- 4) способность отсеивать «зашумленные» входные сигналы.

В качестве входных параметров используем различные критерии описания состояния управляемой системы, в частности параметры полученные системой КИП, а на выходе должен появляться признак решения, которое она приняла.

Поскольку система имеет несколько иерархических уровней, то на каждом из них она выполняет различные задачи.

- 1) Система будет собирать значения параметров контрольно-измерительных приборов, сравнивать их с оптимальными и выдавать рекомендации по управлению;
- 2) Использование данных, полученных системой КИП, для расчета технико-экономических показателей в реальном времени и формирования отчётов и режимных карт;
- 3) Согласование работы отдельных автоматизированных систем регулирования: упреждение возмущающих воздействий одной АСР на другие, параллельная отработка изменений;
- 4) Оптимизация работы всей котельной с учетом поведения потребителей, а именно выработка алгоритма работы технологического оборудования с учетом его особенностей, использование текущих значений ТЭП для выработки стратегии управления предприятием.

Кроме того, интегрированную систему управления предприятием можно объединить с автоматизированными системами управления персоналом, ресурсами, ремонтами и закупками. Схема предложенной ИСУП приведена на рис.1

АСУ сложными технологическими процессам, в частности на котельных агрегатах, характеризуются большим числом контролируемых параметров и требуют высокой квалификации сотрудников. Это приводит к необходимости разработки системы поддержки принятия решений (СППР), действующей на нескольких иерархических уровнях.

Поскольку нейронные сети не программируются в привычном смысле этого слова, а обучаются, то для их обучения необходима база знаний, а именно ряд определённых ситуаций, возникающих в котельной, и решения, которые были к ним применены. Наличие базы знаний

2. Салов А.Г., Гаврилова Ю.В., Кухарева А.В. Многокритериальное оценивание эффективности функционирования котельного оборудования тепловых электрических станций // Вестник Самарского государственного технического университета. 2011. Серия «Технические науки». – 2011. – №3(31). – С.201-207.
3. Сагитова Л.А., Гаврилова А.А. Обобщенная оценка работы энергетического оборудования по экономическим критериям. // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика. Тезисы докладов. Том 3. – 2015. – С.272.

Система автономного электроснабжения летательных аппаратов

Нафизина Ю.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: loomm666@mail.ru

Основой современных автоматических и автоматизированных, в том числе бортовых систем, являются электротехнические и электронные устройства. Требования, предъявляемые к структурам систем электроснабжения, подразделяются на две группы. К первой группе относятся требования, общие для всех систем авиационного оборудования, - это минимальная масса, низкая стоимость и небольшие эксплуатационные расходы, высокая надежность и живучесть, максимальная стандартизация и унификация, безопасность обслуживания и т.п. Ко второй группе относятся требования, определяющие особенности функционирования системы, ее структуру, параметры качества электроэнергии и т.п. В работе [1] отмечается, что в настоящее время традиционный критерий уровня бортового оборудования - его масса - отступает на второй план, поскольку его сокращение уже не дает существенного экономического эффекта. На первый план выступают необходимость повышения общей безопасности полетов и резкого сокращения эксплуатационных расходов. Для достижения этих целей требуется, в частности, расширение встроенного контроля и создание избыточных структур бортового оборудования.

Структура системы электроснабжения летательного аппарата (ЛА) определяется его назначением и, как следствие, режимами эксплуатации, составом бортового электрооборудования и т.п., и могут использовать принципы:

- 1) «переменная скорость – привод постоянной скорости (ППС) – постоянная частота (действующее значение напряжения);
- 2) «переменная скорость – переменная частота, постоянное действующее значение напряжения»;
- 3) «переменная скорость – постоянная частота, постоянное действующее значение напряжения» [2].

Независимо от структуры СЭС ЛА, ее центральным звеном является генератор, эксплуатационные характеристики которого должны рационально сочетаться с характеристиками преобразовательных устройств – автономных инверторов и выпрямителей, что является залогом успеха в решении вопросов управляемости, надежности и снижения массогабаритных показателей системы.

Бесконтактные синхронные генераторы (СГ)

Отсутствие скользящих контактов в СГ с электромагнитным возбуждением, предназначенных для работы на ЛА, достигается применением бесконтактных систем возбуждения с вращающимся полупроводниковым выпрямителем или специальной конструкции ротора, которая позволяет размещать на статоре обмотку якоря и обмотку возбуждения и в то же время сохраняет периодическую зависимость по углу поворота ротора взаимной индуктивности между обмотками возбуждения и якоря. [4]

Бесконтактные СГ с вращающимся выпрямителем (ВВ)

Бесконтактная система возбуждения классического СГ осуществляется следующим образом. На одном валу с ротором основного СГ размещаются две дополнительные электрические машины малой мощности: возбудитель и подвозбудитель, а также вращающийся полупроводниковый выпрямитель, через который бесконтактно питается обмотка возбуждения основного СГ. Таким образом, объединено три машины: основной СГ (СГ с внутренними полюсами), возбудитель (СГ с внешними полюсами) и подвозбудитель (с внутренними полюсами). [4]

БСГ с ВВ имеют хорошие массо-габаритные показатели и регулировочные качества, высокую перегрузочную способность. Однако наличие ВВ снижает надежность работы генератора

и ограничивает его допустимые температуры до 100—130 °С. Применение в перспективе для ВВ диодов на основе карбида кремния позволит повысить этот предел до 400 °С. [4]

СГ с возбуждением от постоянных магнитов

Синхронные генераторы, возбуждаемые постоянными магнитами, применяются на ЛА в качестве генераторов в составе электромашиных преобразователей постоянного тока в переменный для питания гироскопических навигационных приборов, в качестве автономных генераторов с автономным приводом от воздушных и газовых турбин, а также в качестве маломощных тахогенераторов для измерения частоты вращения главных двигателей летательного аппарата.

Преимуществами СГ с возбуждением от постоянных магнитов являются: 1) высокая надежность, простота конструкции и обслуживания, связанные с отсутствием скользящих контактов и вращающейся обмотки; 2) автономность, так как не требуется возбуждения постоянным током; 3) высокий КПД и меньший нагрев машины благодаря отсутствию потерь на возбуждение и I скользящем контакте.

Вместе с тем они обладают и рядом недостатков, из которых наиболее существенными являются сложность регулирования и стабилизации напряжения СГ, малая предельная мощность из-за невысокой механической прочности ротора из постоянных магнитов. [4]

Индукторные генераторы

Принцип действия индукторных СГ основан на периодическом изменении магнитной проводимости рабочего зазора при вращении ротора. Взаимная индуктивность между обмоткой возбуждения и обмоткой якоря изменяется в результате периодического изменения магнитной проводимости при неизменном относительном положении обмоток. Однако в отличие от других типов, рассмотренных ранее БСГ с расположением обмоток возбуждения и якоря на статоре и в отличие от классических СГ в индукторных машинах магнитная индукция в любой точке воздушного зазора (активной зоны) изменяется только по значению, не меняя знака. [4]

Среди генераторов автономных систем электроснабжения могут применяться машины как с радиальным, так и с аксиальным направлением магнитного потока [3,4].

Аксиальный индукторный генератор (АИГ) можно рассматривать как классический синхронный генератор с явнополюсным пассивным ротором, возбуждение которого осуществляется от независимой аксиальной обмотки. Аксиальная обмотка генератора обычно располагается между пакетами составного статора или рядом, если статор не составной [5]. Благодаря аксиальной обмотке возбуждения для регулирования выходного напряжения АИГ независимо от частоты вращения ротора можно использовать относительно простой релейный регулятор [6].

Многофазные генераторные установки предназначены для электроснабжения отдельных объектов или группы объектов. Например, к многофазным генераторным установкам относится аксиальная двухвходовая бесконтактная машина (АДБМ-Г) [7], электрическая схема которой представлена на рис.1.

АДБМ-Г работает следующим образом. При вращении постоянного многополюсного магнита 2 индуктора подвозбудителя и внутреннего аксиального магнитопровода с многофазной обмоткой 8 якоря возбудителя и однофазной обмоткой 9 возбуждения основного генератора магнитный поток многополюсного постоянного магнита 2 индуктора подвозбудителя взаимодействует с многофазной обмоткой 4 якоря подвозбудителя, уложенной в пазы бокового аксиального магнитопровода, жестко установленного в корпусе генератора, и наводит в ней многофазную систему ЭДС, которая выпрямляется многофазным двухполупериодным выпрямителем 17 и подается на однофазную обмотку 5 возбуждения возбудителя, уложенную в пазы бокового аксиального магнитопровода. При этом в однофазной обмотке 5 возбуждения возбудителя создается магнитный поток.

При подаче постоянного тока через контакты 19 по дополнительной обмотке 6 возбуждения возбудителя протекает ток, при этом создается магнитный поток, направленный согласно с магнитным потоком, создаваемым однофазной обмоткой 5 возбуждения возбудителя. По принципу суперпозиции магнитных полей магнитные потоки, создаваемые обмоткой 5 и дополнительной обмоткой 6 возбуждения возбудителя, суммируются. Суммарный магнитный поток взаимодействует с многофазной обмоткой 8 якоря возбудителя, уложенной в пазы внутреннего аксиального магнитопровода, и наводит в ней многофазную систему ЭДС, которая в свою очередь последовательно преобразуется, как описано выше для АДБМ-Г, и наводит в многофазной обмотке 11 якоря основного генератора многофазную систему ЭДС, которая подается в сеть.

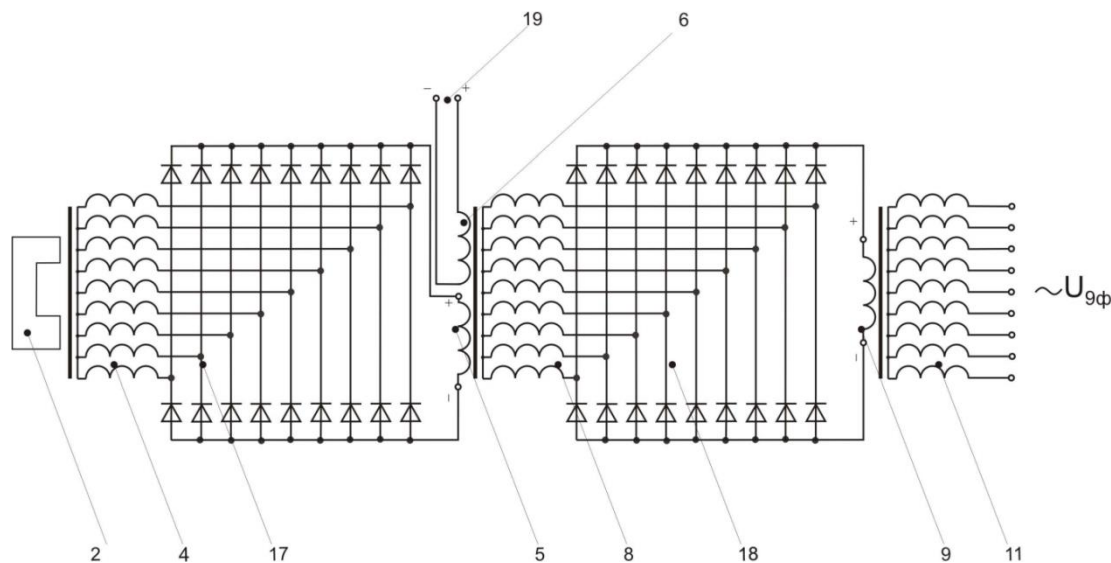


Рис. 1. Электрическая схема АДБМ-Г

Представленный АИГ интегрируется в структуры 1) и 2) (см. выше). При реализации структуры СЭС по типу 3) представляет интерес использования АИГ с постоянными магнитами в пазах основного индуктора [8,9]. При этом регулировочную функцию выполняет обмотка возбуждения аксиального магнитного потока. Дополнительно регулирование частоты и напряжения осуществляется автономным инвертором напряжения. Таким образом, регулировочные функции при широком диапазоне скоростей приводного двигателя распределяются между АИГ и инвертором. Математическая модель АИГ в данном случае принципиально не отличается от представленной выше.

Список литературы:

1. Серебряников А. Д. Индукторные электрические машины с улучшенными техническими характеристиками. 1999. РАУ, Рига. – 108 с.
2. Гарганеев А.Г. Функциональные системы летательных аппаратов. Электрическое и электронное оборудование/ А.Г. Гарганеев, Л.К. Бурулько, В.П. Петрович. – Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 251 с.
3. Электрооборудование летательных аппаратов: учебник для вузов. Т.1 / под ред. С. А. Грузкова. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. Т. 1: Системы электроснабжения летательных аппаратов. 2008. –558 с.
4. Бертинов А.И. и др. Специальные электрические машины. Источники и преобразователи энергии. Уч. пособие для вузов. – М., Энергоиздат, 1982.–552 с.
5. Домбур Л. Э. Аксиальные индукторные машины. – Рига: Зинатне; 1984.– 247 с.
6. Козаченко В.Ф. Вентильно-индукторный электропривод с независимым возбуждением для тягового применения // Электротехнические и компьютерные системы. – 2011. № 3. С. 138 – 139.
7. Гайтов Б.Х., Кашин Я.М., Гайтова Т.Б., Кашин А.Я., Пауков Д.В., Голощапов А.В. Аксиальная двухвходовая бесконтактная электрическая машина-генератор. Решение о выдаче патента на изобретение № 2011101117/07(001374) от 14.10.2011г.
8. Домбур Л.Э., Пугачев В.А. Аксиальные индукторные машины с постоянными магнитами. – Изв. АН ЛатвССР. Сер.физ.и техн.наук, 1968, №3, с. 89–94.
9. Домбур Л.Э., Пугачев В.А., Сика З.К. Бесконтактная синхронная машина. А.с. СССР 213956. – Б.И.,1968, № 11, с.51.

Секция 2

Эффективность теплоэнергетических установок и систем

Оценка возможности применения керамзитобетона при подземной прокладке трубопроводов теплосетей без тепловой изоляции

Атанов Е.А.

Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара

atanov_93@mail.ru

Наиболее распространенной является подземная прокладка трубопроводов в непроходных каналах из лотков, выполненных из тяжелого бетона. Одним из перспективных путей снижения стоимости прокладки, объема трудозатрат и сокращения сроков строительства является применение керамзитобетонных лотков, позволяющих полностью отказаться от применения дорогостоящей и трудоемкой подвесной теплоизоляции. Использование керамзитобетона позволяет совместить конструктивные и теплозащитные функции материала. [1]

При прокладке теплосетей используются сборные каналы следующих типов:

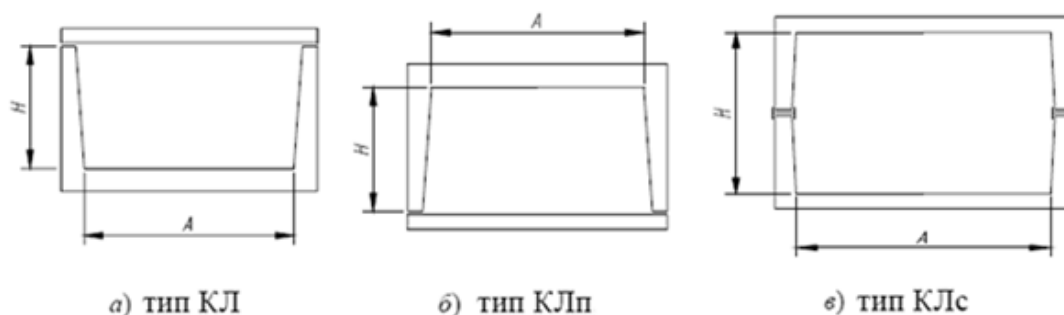


Рис. 1. Сборные каналы для тепловых сетей

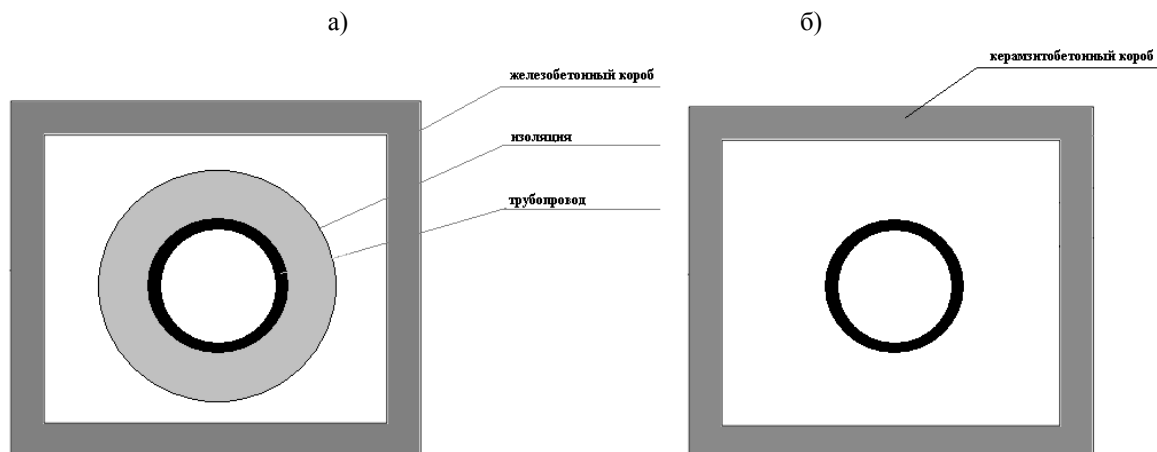


Рис. 2. Трубопровод теплосети:

а) с изоляцией в железобетонном коробе; б) без изоляции в керамзитобетонном коробе

Проведен сравнительный тепловой расчет двух способов подземной прокладки трубопроводов в непроходных каналах, когда с целью уменьшения потерь теплоты в грунт и снижения стоимости прокладки предлагается вместо железобетонного короба (рис. 2, а), имеющего коэффициент теплопроводности $\lambda_6 = 2,04 \left[\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{гр}} \right]$, применить керамзитобетонный короб $\lambda_{кб} = 0,35 \left[\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{гр}} \right]$, не используя при этом тепловую изоляцию на поверхностях труб (рис. 2, б). В расчете предполагается использование одноячейкового двухсоставного короба типа КЛс.

Исходные данные:

- среднегодовая температура грунта $t_{гр}=3^{\circ}\text{C}$;
- среднегодовая температура теплоносителя (подающий трубопровод) $t_m=90^{\circ}\text{C}$;
- линейная плотность теплового потока для трубопровода для железобетонного короба $q_l^{жб}=q_l^{\text{норм}}=84 [\text{Вт/м}]$;
- для трубопровода с $D_y=500\text{мм}$: наружный диаметр $d_{нар}=530\text{мм}$;
- коэффициент теплопроводности при эксплуатационной влажности:
 - железобетонного короба $\lambda_6=2,04[\text{Вт/м}\cdot\text{гр}]$;
 - керамзитобетонного короба $\lambda_{кб}=0,35[\text{Вт/м}\cdot\text{гр}]$;
 - грунта $\lambda_{гр}=2,0[\text{Вт/м}\cdot\text{гр}]$.

Линейная плотность теплового потока определяется:

$$q_l^{кб} = \frac{t_m - t_{гр}}{R_{\Sigma}}.$$

В этом случае теплота, переходящая от трубопровода в грунт, проходит следующие последовательные термические сопротивления:

$$R_{\Sigma} = R_m^{\text{внутр}} + R_{ст}^{тр} + R_{возд}^{\text{нар}} + R_{возд}^{\text{внутр}} + R_{кб}^{\text{нар}} + R_{гр}.$$

где $R_m^{\text{внутр}}$, $R_{ст}^{тр}$, $R_{возд}^{\text{нар}}$, $R_{возд}^{\text{внутр}}$, $R_{кб}^{\text{нар}}$, $R_{гр}$ - термические сопротивления соответственно теплоотдачи к внутренней поверхности трубы, металлической стенки трубы, теплоотдачи от наружной поверхности трубы, прослойки воздуха между трубой и стенкой канала, теплоотдачи к внутренней поверхности керамзитобетонного канала, стенки канала и грунта.

Если не учитывать термические сопротивления теплоотдачи к внутренней поверхности трубы и металлической стенки трубы ввиду их незначительного вклада в суммарное термическое сопротивление, то можно принять, что

$$R_{\Sigma} = R_{возд}^{\text{нар}} + R_{возд}^{\text{внутр}} + R_{кб}^{\text{нар}} + R_{гр}.$$

Ввиду того, что термическое сопротивление воздуха $R_{возд}$, находящегося между трубой и коробом неизвестно, для определения потерь теплоты в грунт в каналах прямоугольной формы используется методика, основанная на использовании условной средней температуры воздуха в канале $t_{возд}^{\text{кан}}$. Для определения этой температуры при любой форме сечения канала и количестве уложенных в нем труб применяется балансовый метод, основанный на том, что суммарные тепловые потери всех труб в воздушное пространство канала при отсутствии его вентиляции должны равняться тепловым потерям этого канала в окружающий массив грунта.[2]

Из уравнения теплового баланса температура воздуха в канале определяется по формуле:

$$t_{возд}^{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{гр}}{R_{возд}^{\text{нар}}} + \frac{t_{гр}}{R_{возд}^{\text{внутр}} + R_{кб}^{\text{нар}} + R_{гр}}}{\frac{1}{R_{возд}^{\text{нар}}} + \frac{1}{R_{возд}^{\text{внутр}} + R_{кб}^{\text{нар}} + R_{гр}}} = \frac{90}{0,05} + \frac{3}{0,026 + 0,0744 + 0,125} = 74,2, ^{\circ}\text{C}.$$

Тогда удельные тепловые потери от теплоносителя можно определить как

$$q_l^{кб} = \frac{t_m - t_{возд}^{\text{кан}}}{R_{возд}^{\text{нар}}} = \frac{90 - 74,2}{0,05} = 316, \frac{\text{Вт}}{\text{м}}.$$

Сравнивая $q_l^{кб}=316[\text{Вт/м}]$ и $q_l^{жб}=q_l^{\text{норм}}=84 [\text{Вт/м}]$, делаем вывод, что согласно приведенной выше методики потери теплоты от неизолированного трубопровода в керамзитобетонном коробе более чем в 3,5 раза выше, нежели от изолированного трубопровода в железобетонном коробе. Данное утверждение противоречит натурным испытаниям, проведенным для керамзитобетонных лотков. В связи с тем, что воздух в канале, по сути, расположен в замкнутом пространстве и не вентилируется, то можно предположить, что мы имеем место с теплообменом естественной конвекцией в узких глухих каналах, для которых «среднюю плотность теплового потока q между поверхностями, разделенными прослойкой газа или жидкости толщиной δ , можно рассчитывать, как в случае переноса теплоты теплопроводностью через плоскую стенку».

Следовательно, мы не можем пренебрегать термическим сопротивлением воздушной прослойки:

$$R_{возд} = \frac{1}{2\pi\lambda_{возд}} \ln \frac{d_{13}^{\text{кан}} - 2\delta_{лам}}{d_{нар} + 2\delta_{лам}} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,03} \ln \frac{1,03 - 0,06}{0,53 + 0,06} = 2,64, \frac{\text{м} \cdot \text{гр}}{\text{Вт}},$$

тогда

$$q_l^{кб} = \frac{t_m - t_{zp}}{R_{\Sigma}} = \frac{t_m - t_{zp}}{R_{возд}^{нар} + R_{возд} + R_{возд}^{внутр} + R_K^{кб} + R_{zp}} = \frac{90 - 3}{0,05 + 2,64 + 0,026 + 0,0744 + 0,125} = 29,84 \approx 30, \frac{Вт}{м}.$$

Сравнив полученное значение для керамзитобетона $q_l^{кб}=30[Вт/м]$ с нормативным значением для железобетона $q_l^{жб}=q_l^{норм}=84 [Вт/м]$, видим, что потери теплоты от неизолированного трубопровода в керамзитобетонном коробе почти в 3 раза ниже, нежели от изолированного трубопровода в железобетонном коробе.

Средний срок службы теплотрассы с обычными лотками составляет около 5 лет. Теплотрассы с лотками из керамзитобетона без подвесной теплоизоляции трубопроводов служат уже около 30 лет без каких-либо жалоб на их неудовлетворительную работу.

Толщина лотка назначалась по данным теплотехнического расчета. Принципиальным отличием предлагаемых лотков от существующих является то обстоятельство, что в них роль эффективной теплоизоляции выполняет воздушная прослойка.

Керамзитобетонные лотки при строительстве теплотрасс были внедрены более чем в 40 экономических районах страны. Было уложено более 400 км теплотрасс. Проведенные неоднократные натурные испытания опытно-промышленных участков теплотрасс подтвердили достаточную теплоизоляцию трубопроводов и хорошие условия их эксплуатации.

Внедрение керамзитобетонных лотков позволяет снизить трудозатраты на 38 %, стоимость земляных работ — на 10 %, сократить сроки строительства.

Список литературы

1. Комиссаренко Б.С., Сафронова Г.В. Строительство теплотрасс с лотками из керамзитобетона без теплоизоляции трубопровода. // Стройинфо. Самара, 1995. №2.
2. Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию / И.В. Беляйкина, В.П. Витальев, Н.К. Громов и др.: Под ред. Н.К. Громова, Е.П. Шубина. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 376 с.: ил.

Разработка методики управления воспламенением водоугольного топлива в циклонном предтопке

Бойко Е.Е., Овчинников Ю.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: e.boyko1991@yandex.ru

Водоугольное топливо (ВУТ) обладает рядом характеристик, которые делают его привлекательным для использования в энергетических котлоагрегатах. Такими характеристиками являются, в первую очередь, взрывобезопасность и пожаробезопасность, удобство хранения и транспортировки. Еще одним немаловажным фактором является то, что использование ВУТ позволяет решить проблему нехватки чистой воды. Топливо ВУТ на 40...50% состоит из воды, причем эта вода вполне может быть сточной водой. Пройдя через цикл испарения и конденсации в атмосфере и естественные почвенные фильтры, вода возвращается в биосферу в виде абсолютно чистой жидкости.

Основной качественно нерешенной проблемой использования ВУТ является его низкая реакционная способность на начальном участке горения. Это является сдерживающим фактором его дальнейшего использования.

Существуют различные методы сжигания ВУТ [1-4]. Известные методы имеют свои преимущества и недостатки.

В нашем докладе предлагается использовать систему плазменного розжига ВУТ. Предполагается, что такая система должна быть полностью автоматизирована, управление должно происходить при использовании компьютерных технологий. По нашим расчетам, мощность плазматрона составляет ≈6-8% от тепловой мощности топочного устройства.

Однако для точной работы такой системы воспламенения и последующего сопровождения горения ВУТ необходимо располагать точными данными о составе топлива, дымовых газов, присосов воздуха и значения коэффициента избытка воздуха при горении топлива.

Лабораторные исследования содержат некоторые погрешности из-за неточности самих методов определения. Данные по составу дымовых газов также содержат погрешности из-за неточности приборов, а коэффициент избытка воздуха для ВУТ численно отличается от коэффициента избытка воздуха угольной пыли, из которой приготовлено топливо.

Нами предлагается метод, основанный на методике согласования балансов польского академика Шаргута для котлоагрегатов [5], при сжигании углей. Данная методика содержит в себе ряд сложных расчетов.

Мы переложили эту методику для расчетов параметров ВУТ при сжигании его в циклонном предтопке [4].

1. Определение элементного состава ВУТ.

Состав топлива определен по лабораторным исследованиям: $C^p, H^p, N^p, S^p, O^p, W^p, A^p, \%$. В сумме эти компоненты должны составлять 100%. Из-за неизбежных погрешностей при определении состава топлива поэлементно возможно отклонение от этих величин. Эти отклонения составляют дебаланс $\pm w$.

Уравнение согласования баланса имеет вид

$$\begin{cases} \sum_1^7 v_i k - w = 0, \\ \frac{v_i}{m_i^2} = k. \end{cases} \quad (1)$$

где m_i – абсолютная среднеквадратичная погрешность измерения, v_i – погрешность, k – лагранжиан (коэффициент корреляции).

Таким образом

$$v_i = m_i^2 \cdot k. \quad (2)$$

Тогда

$$\sum_1^7 m_i^2 \cdot k^2 = w.$$

Откуда

$$k^2 = \frac{|w|}{\sum_1^7 m_i^2}.$$

После определения k находим поправки к компонентам и производим согласование балансового уравнения.

2. Согласование состава продуктов сгорания топлива.

Состав продуктов сгорания определяется при помощи газоанализатора в зависимости от марки прибора, состав может быть получен в объемных r_i или массовых g_i долях компонентов.

Основное балансовое уравнение

$$\sum_1^n r_i(g_i) = 1,000 \text{ или } 100\% \quad (3)$$

Реально сумма относительных долей может отличаться от 1. Разница между ними составляет дебаланс

$$\pm w = 1,000 - \sum_1^n r_i(g_i).$$

В линейном балансовом уравнении, где каждый компонент качественно отличен от других, производная для каждого из компонентов равна единице. Поэтому

$$v_i = (m_i^2 \cdot k) \cdot k$$

и

$$\sum_1^n m_i^2 k^2 + w = 0,$$

и

$$k^2 = \frac{|w|}{\sum m_i^2}$$

и

$$v_i = m_i^2 k^2 \quad (4)$$

3. Определение присосов воздуха по низкотемпературному тракту котлоагрегата и коэффициента избытка воздуха.

Присосы воздуха $\Delta \alpha_n$ определяется на основе анализа состава уходящих газов, измеряемых в сечении на выходе из топки и на выходе из котлоагрегата.

В результате измерений получены значения мольных (объемных) долей $[CO_2]_1$ и $[O_2]_1$; $[CO_2]_2$ и $[O_2]_2$.

Где индекс 1 – результаты измерения на выходе из топки, а 2 – из котла.

Вследствие присосов воздуха $\Delta\alpha_n$ значения $[CO_2]_2 < [CO_2]_1$, а $[O_2]_2 > [O_2]_1$.

На основе этих уравнений можно рассчитать значения присосов воздуха и уточнить результаты анализа.

Система уравнений материального баланса величин CO_2, O_2 и $z = 1 - CO_2 - O_2$ имеет следующий вид:

$$\begin{cases} [CO_2]_1 = (1 + \Delta\alpha_n)[CO_2]_2, & (a) \\ [O_2]_1 + 0,21\Delta\alpha_n = (1 + \Delta\alpha_n)[O_2]_2, & (b) \\ z_1 + 0,79\Delta\alpha_n = (1 + \Delta\alpha_n)z_2, & (c) \\ [CO_2]_1 + [O_2]_1 + z_1 = 1, & (d) \\ [CO_2]_2 + [O_2]_2 + z_2 = 1. & (e) \end{cases}$$

Эти уравнения не являются взаимонезависимыми. Исследование системы уравнений (a-e) позволяет остановиться на двух уравнениях (a) и (b).

Обозначим $[CO_2]_1 = x_1$; $[O_2]_1 = x_2$; $[CO_2]_2 = x_3$; $[O_2]_2 = x_4$.

Определим величину присосов воздуха $\Delta\alpha'_n$ из уравнения (a):

$$\Delta\alpha'_n = \frac{x_1}{x_3} - 1, \quad (5)$$

из уравнения (b) следует:

$$\Delta\alpha''_n = \frac{x_4 - x_2}{0,21 - x_4} \quad (6)$$

В соответствии с формулой для определения погрешности цели:

$$\delta_\Phi^2 = \left(\frac{\partial\Phi}{\partial a_1}\right)_0^2 \delta_1^2 + \dots + \left(\frac{\partial\Phi}{\partial a_n}\right)_0^2 \delta_n^2, \quad (7)$$

где $\Phi = (a_1 \dots a_2)$ – функциональная зависимость между измеряемыми величинами, δ_i – среднеквадратичные погрешности измеренных величин, получим:

$$\delta'_{\Delta\alpha_n} = \sqrt{\frac{1}{x_3^2} \delta_1^2 + \frac{x_1^2}{x_3^2} \delta_3^2}. \quad (8)$$

Если принять, что относительные среднеквадратичные погрешности всех измеряемых величин одинаковы $\delta_1 = \delta_2 = \delta_3 = \delta_4 = \delta$, то

$$\delta'_{\Delta\alpha_n} = \frac{\delta}{x_3} \sqrt{1 + \left(\frac{x_1}{x_3}\right)^2}. \quad (9)$$

Из уравнения (b) следует:

$$\delta''_{\Delta\alpha_n} = \frac{\delta}{0,21 - x_4} \sqrt{1 + \frac{(0,21 - x_2)^2}{0,21 - x_4}}. \quad (10)$$

Определим несогласование балансов. Первый вариант: подстановка в уравнения (a) и (b) значения $\Delta\alpha'_n$ дает результат $w_1 = 0,0000$ и w_2 . Второй вариант: подстановка в уравнение (a) и (b) значения $\Delta\alpha''_n$ дает результат w_1 и $w_2 = 0,0000$.

Для дальнейших расчетов примем вариант один.

Система уравнений условий согласования баланса в рассмотренном случае имеет вид:

$$(s) \quad \begin{cases} v_1 - (1 + \Delta\alpha'_n)v_3 - x_3 - x_3y = w_1, \\ v_2 - \delta_1^{-2}x_1 = k_1v_4 + (0,21 - x_4)y = w_2, \\ \delta_1^{-2}x_1 = k_1, \\ \delta_2^{-2}x_2 = k_2, \\ \delta_3^{-2}x_3 = -(1 + \Delta\alpha'_n)k_1, \\ \delta_4^{-2}x_4 = -(1 + \Delta\alpha'_n)k_2, \\ -x_3 \cdot k_1 + (0,21 - x_4)k_2 = 0. \end{cases}$$

Здесь y – неизменяемая величина, определяемая по справочным данным.

Подставив измеренные значения $x_1, x_2, x_3, x_4, \Delta\alpha'_n, w_1, w_2$ и решив систему (s), получим согласование всех значений величин.

Поскольку величины $x_1 \dots x_4$ согласованы, то они максимально приближены к истинным. Следовательно, можно определить, используя кислородную формулу [6], значение коэффициента избытка воздуха α'_B и α''_B в сечениях 1 и 2:

$$\alpha'_B = \frac{[O_2]_{ат}}{[O_2]_{ат} - x_2}, \quad (11)$$

где $[O_2]_{ат}$ - доля кислорода в воздухе при атмосферном давлении.

$$\alpha''_B = \frac{0,21}{0,21 - x_2}. \quad (12)$$

По результатам расчетов для Кузнецкого угля марки Д получим $\alpha_{B_{ВУТ}} \approx 1,1$, что отличается от значений $\alpha_{B_{пыли}} \approx 1,2 \div 1,24$.

Таким образом, используя методики согласования балансов, получаем значение коэффициента избытка воздуха для ВУТ. Уточненное значение, позволит более качественно организовать процессы воспламенения и горения.

Список литературы:

1. Резников М.И. Парогенераторные установки электростанций. – М.: Энергия, 1968. – 234 с.
2. Исследование и разработки Сибирского отделения Российской академии наук в области энергоэффективных технологий. – Новосибирск.: СО РАН, вып.20, 2009. – 405с.
3. Мурко В.И., Звягин В.Н., Федяев В.И. Аспекты приготовления и результаты эффективного применения водоугольного топлива // Уголь. – 2002. – №.6. – С. 58–59.
4. Цепенюк А.И. Автореферат диссертации на соиск. уч. степ. кандидата техн. наук «Разработка, исследование новой технологии использования на ТЭС кавитационного жидко-угольного топлива». Новосибирск. – 2013.
5. Szargut Jan. Energetyka Ciepła w Hutnictwie. - Katowice: «Slask», 1972. – 654с.
6. Данилов П.Н., Бойко Е.Е., Овчинников Ю.В., Серант Ф.А. Исследование оптимального значения коэффициента избытка воздуха при сжигании искусственного композиционного жидкого топлива в энергетических котлоагрегатах //Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2015. - №2. – С.143-156.

Аналитическое исследование влияния режимных и конструктивных факторов на модель теплообмена при термообработке круглых алюминиевых слитков

Горшенин А.С, Дворникова Е.А.

Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара

Данная статья посвящена результатам исследования математической модели теплообмена между охлаждающим воздухом и алюминиевыми слитками с переменными факторами. На основании исследований модели теплообмена с постоянными режимными и конструктивными факторами авторами были сделан вывод, что постоянные режимные и конструктивные факторы не обеспечивают заданную скорость охлаждения и не позволяют оптимизировать процесс охлаждения. В данной статье исследуется теплообмен на слитке $d = 0,24 \text{ м}$ и определяется как изменяется общее время охлаждения при изменении скорости охлаждающего воздуха W в течении времени и ширины канала δ .

Термическая обработка алюминиевых слитков имеет большое значения для снижения дендритной ликвации сплава, возникшей при его литье. Термическая обработка является одним из самых энергозатратных в тепловых технологиях. Задача снижения энергетических затрат является одной из приоритетных в современной энергетике. На величину энергетических затрат в процессе термической обработки оказывают влияние многие режимные и конструктивные факторы. Одним из видов термической обработки алюминия является гомогенизационный отжиг. Важным моментом после гомогенизации является скорость охлаждения слитка. Как известно, скорость охлаждения алюминиевых слитков после гомогенизации не должна превышать критическую. Одним из способов, позволяющим вести организованный процесс охлаждения слитков с заданной скоростью, является использование специальной камеры охлаждения.

Авторами рассматривались математические модели, описывающие теплообмен при охлаждении алюминиевых слитков воздухом в камере охлаждения. Обобщенная математическая модель для ряда, состоящего из нескольких алюминиевых слитков, имеет вид [1]

$$\begin{cases} t_{B_N} = t_{B_{(N-1)}} + \frac{c_{Pал}}{c_{Pв}} \frac{m_{ал}}{G_B} [(T_{(N-1)} - t_{B_{(N-1)}}) - (T_0 - t_{B1}) \exp(-4 \cdot Bi \cdot Fo)] \\ T_N = t_{B_{N-1}} + (T_0 - t_{B_{N-1}}) \exp(-4 \cdot Bi \cdot Fo) \\ \frac{T}{\tau} \leq 70^\circ C / ч \text{ на отрезке } 500^\circ C - 300^\circ C \end{cases}, (1)$$

где t_{B_N} - температура воздуха после охлаждения слитка, T_N - температура алюминиевого слитка, $\frac{T}{\tau}$ - заданная скорость охлаждения слитков.

Данная модель позволяет провести исследование теплообмена при постоянных или переменных режимных и конструктивных факторах. Режимным фактором, влияющим на время охлаждения слитков, является только скорость охлаждающего воздуха. Конструктивными факторами являются диаметр слитка d и ширина канала δ .

Для снижения энергетических затрат необходимо исследовать теплообмен между охлаждающим воздухом и слитками и оптимизировать конструктивные и режимные факторы.

Авторами было выполнено исследование теплообмена при постоянных факторах [2]. На его основании следует вывод, что постоянные режимные и конструктивные факторы не обеспечивают заданную скорость охлаждения и не позволяют оптимизировать процесс охлаждения, поэтому необходимо изучить процесс теплообмена при переменных факторах.

Проведем исследование с помощью математической модели (1) на слитке $d = 0,24 \text{ м}$ и выясним как изменяется общее время охлаждения при изменении скорости охлаждающего воздуха W в течении времени и ширины канала δ . Исходными данными для расчета являются: начальные температуры охлаждения слитка T_0 и нагрева воздуха t_B , ширина канала δ , количество слитков в ряду n , длина слитка l , время охлаждения τ .

Расчет ведем при изменяющихся конструктивных факторах: диаметре слитков d и ширине канала δ . В процессе расчета задаем скорость охлаждающего воздуха W и определяем изменение температуры охлаждающего воздуха при омывании первого слитка и температуры первого слитка в течении времени. Далее определяем скорость охлаждения первого слитка. Если скорость охлаждения превышает критическую, то уменьшаем скорость охлаждающего воздуха и повторяем расчет, в противном случае охлаждаем первый слиток до $300^\circ C$. Затем переходим на регулирование процесса охлаждения по второму слитку, третьему и так далее. Как только последний слиток в ряду достигнет температуру $300^\circ C$ скорость охлаждающего воздуха увеличиваем до максимально возможность.

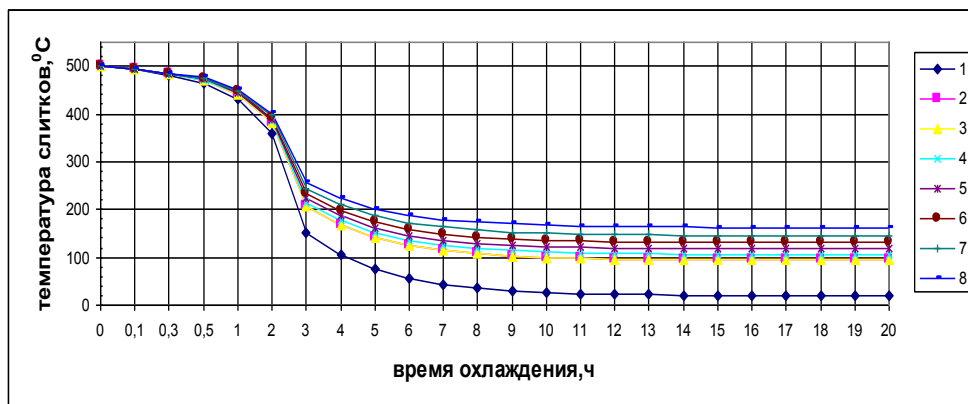


Рис. 1. Зависимость температуры слитков от времени охлаждения,
 $d = 0,24 \text{ м}$, $\delta = 0,1 \text{ м}$ (1,2,...,8 – номера слитков)

По результатам расчета построены графики, представленные на рис. 1-3. На рисунках 1 - 3 показаны графики, отражающие зависимость температуры слитков от времени охлаждения при различной ширине канала δ , и сравнительный график (рис.4) скорости охлаждающего воздуха от времени охлаждения для трех значений ширины канала $\delta = 0,1\text{м}$; $\delta = 0,2\text{м}$, $\delta = 0,5\text{м}$.

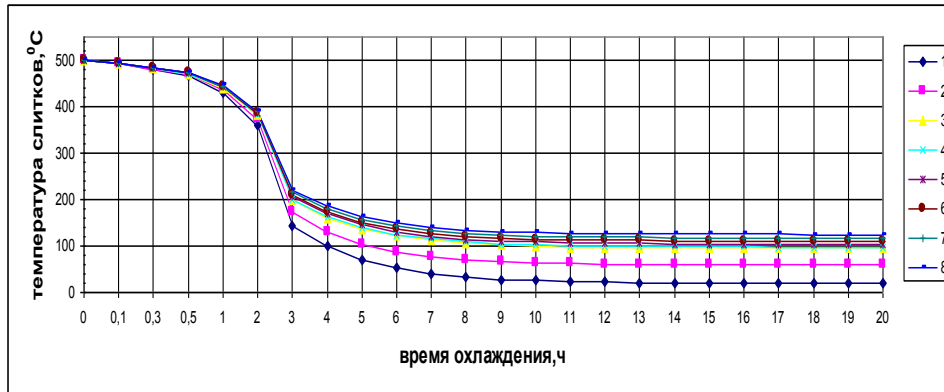


Рис. 2. Зависимость температуры слитков от времени охлаждения, $d = 0,24\text{м}$, $\delta = 0,2\text{м}$ (1,2,...,8 – номера слитков)

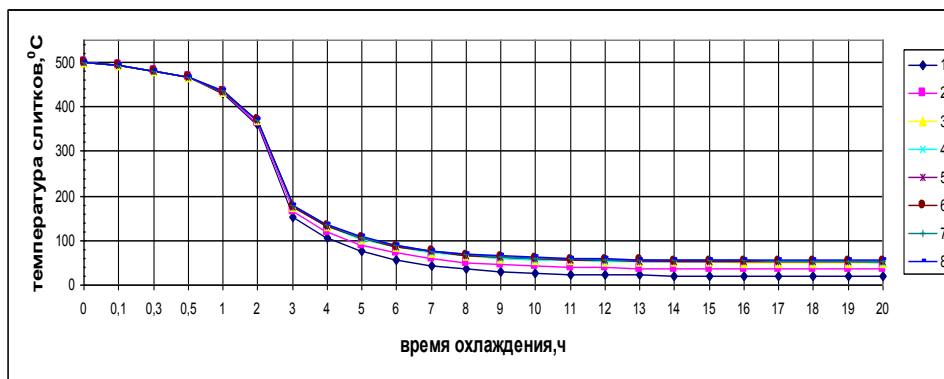


Рис. 3. Зависимость температуры слитков от времени охлаждения, $d = 0,24\text{м}$, $\delta = 0,5\text{м}$ (1,2,...,8 – номера слитков)

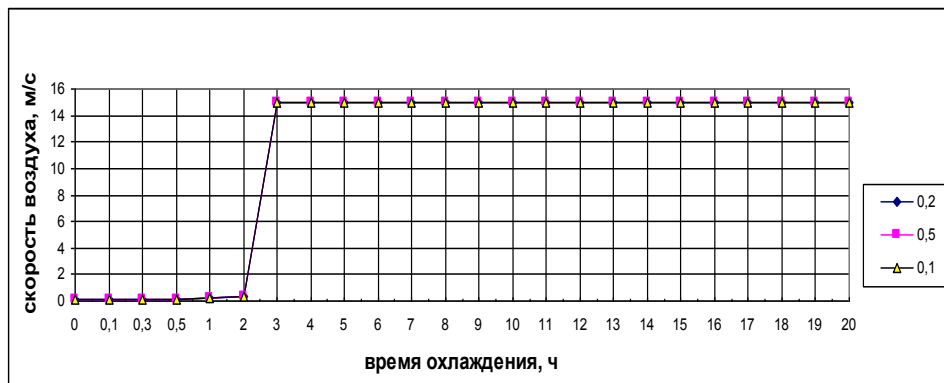


Рис. 4. Зависимости скорости охлаждающего воздуха от времени охлаждения для слитков $d = 0,24\text{м}$, с различной шириной канала δ ($\delta = 0,1\text{м}$; $\delta = 0,2\text{м}$, $\delta = 0,5\text{м}$)

Из рисунков 1-4 можно сделать следующие выводы:

1. увеличение ширины канала δ ведет к более низкой конечной температуре слитков, что можно проследить на рис. 1-3. Это объясняется большим количеством охлаждающего воздуха, поступающего в канал. Также можно отметить, что при широком канале температура слитков в ряду почти одинакова (рис. 3).

2. Время охлаждения слитков до 300°C не зависит от размера канала δ и составляет $\approx 2,5\text{ч}$. Об этом свидетельствуют рис. 1, 2, 3.

3. После определенного времени охлаждения температура слитков начинает очень слабо меняться во времени. Это можно объяснить тем, что в течении времени перепад температуры между слитками и воздухом становится все меньше.

4. Скорость охлаждающего воздуха в течении времени, необходимого для охлаждения слитков до 300°C , очень мала и составляет примерно $0,01 - 0,06\text{м/с}$, о чем свидетельствует рис. 4. Расход охлаждающего воздуха при этом составит $\approx 400 - 1000\text{м}^3/\text{ч}$.

Проведенное исследование позволяет произвести оптимизацию конструктивных параметров, главным из которых является ширина канала δ . Комплексная оптимизация имеет цель получения наивыгоднейших режимных и конструктивных факторов и определения оптимального времени охлаждения слитков.

Список литературы:

1. Горшенин, А.С. Совершенствование процесса охлаждения алюминиевых слитков воздухом на основе моделирования регулируемого конвективного теплообмена: дис. ... канд. тех. наук: 05.14.04. – С., 2013. – 151 с.
2. Горшенин А.С., Щелоков А.И. Исследование теплообмена при охлаждении алюминиевых слитков с постоянными режимными и конструктивными факторами для повышения энергоэффективности // Промышленная энергетика. 2012. №10. С. 23 – 26.

Использование топливных пеллет в блочно-модульной автоматизированной котельной (БАК)

Константинович М.Ю., Панкратова М.А.

*Омский Государственный Университет Путей Сообщения (ОмГУПС), Россия, г. Омск
mary.konstantinovich@gmail.com*

Для современной энергетики характерно раздельное производство тепловой энергии на крупных котельных и электроэнергии на мощных электростанциях. Огромны затраты на производство энергии, ее транспортировку, затраты на топливо колоссальны. Это все оказывает значительное влияние на величину тарифов на поставляемую организациями энергию.

Таким образом, появляется тенденция перехода от централизованного производства энергии к энергетике к малой, к источникам малой генерации. В данной статье рассмотрены аспекты, связанные с использованием блочно-модульных автоматизированных котельных, с эффективностью их использования и поиском альтернативного топлива для котлов, расположенных в БАК.

Блочные автоматизированные котельные установки — это передвижные котельные установки полной заводской готовности, предназначенные для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов производственного, жилищного и социального назначения.

БАК в виде 1–5 транспортабельных блоков доставляется обычными тентованными фурами, и по месту собирается в единую котельную. Монтаж и подключение занимает от 2 до 7–8 дней в зависимости от количества модулей. При необходимости котельную можно демонтировать и перевезти на другое место без потери ее эксплуатационных показателей.

Такая котельная экономит время и деньги: для установки не нужны согласования (в отличие от подключения к газопроводу или центральному отоплению).

Модульные котельные взрыво- и пожаробезопасны. Персонал для обслуживания котельной не требуется: современная автоматика и система диспетчеризации позволяют управлять котельной дистанционно. Такие преимущества позволили блочным автоматизированным котельным получить широкое распространение в России. [1]

Одним из видов блочных автоматизированных котельных по виду используемого топлива являются БАК на пеллетах. Такой вариант обусловлен небольшой стоимостью сырья, его распространенностью и острым вопросом об энергосбережении в России.

Пеллеты (топливные гранулы) – нормированные цилиндрические изделия, изготовленные путём прессования с помощью большого давления отходов сельского хозяйства, высушенной и измельчённой древесины или другой биомассы без применения каких-либо связующих элементов. [2]

Пеллеты обладают следующими преимуществами:

Удобство при транспортировании и складировании пеллет. Не требуют специальных условий для хранения и транспортировки. Благодаря правильной форме, небольшому размеру и однородной консистенции продукта гранулы можно пересыпать через специальные рукава, что позволяет автоматизировать процессы погрузки-разгрузки и сжигания этого вида топлива. В течение длительного срока хранения не теряют своих свойств и не гниют.

Экологичность пеллет. При сжигании пеллет образуется ровно столько CO₂, сколько было бы поглощено растением во время роста.

Удобство применения пеллет. Удобство загрузки, возможность автоматизации подачи топлива.

Безопасность использования пеллет. В отличие от других видов топлива пеллеты не взрывоопасны и не подвержены самовоспламенению при повышении температуры. В процессе прессования не добавляются химические вещества, поэтому не вызывают аллергическую реакцию у людей.

Высокий КПД сгорания пеллет. Сравнимый с КПД сгорания каменного угля. Низшая теплота сгорания составляет 4200 ккал/кг.

Цена пеллет с учетом их теплотворной способности очень низка и вне конкуренции с иными видами топлива, что постоянно дорожают. По этой причине топливные гранулы и названы одним из основных видов альтернативного вида топлива будущего. [3]

Представим теплотехнический расчет для котлов равной мощности. В одном случае сжигаемое топливо – солярка, в другом – пеллеты.

Цена солярки в Московской области в пересчете на килограмм = 23,53 руб/кг. Теплотворная способность солярки: 42 МДж/кг=11,66 кВтч/кг

Теплотворная способность пеллет: 17,6 МДж/кг=4,9 кВтч/кг

Средняя используемая мощность котла в отопительный сезон 6 месяцев (октябрь-март) - 50 кВт, декабрь-февраль 80-100% тепловой мощности, в остальные месяцы 10-50%. КПД соляроного и хорошего пеллетного котла примерно одинаковы - 93 %.

Итого потребление в час: 4,61 кг солярки и 10,97 кг пеллет. За 6 месяцев потребление солярки составит 19915 кг, пеллет 47390 кг.

При цене пеллет - 3500 руб/тонна получаем, что стоимость солярки составит 468599 руб., пеллет - 165865 руб., т.е. отопление пеллетами выгоднее отопления соляркой в 2,83 раза. Это соотношение верно для любой мощности котла и любого расхода топлива.

Представленный теплотехнический расчет демонстрирует экономическую эффективность от применения пеллет в виде топлива для котлов блочно-модульных автоматизированных котельных. Также стоит отметить высокий экологический эффект от использования данного вида топлива.

Список литературы:

1. Жданов Н.В. Повышение энерго-экологической эффективности блочных автоматизированных котельных / Общие требования механических и прикладных задач: межвуз. сб. тр. молодых ученых, аспирантов и студентов – СибАДИ. Омск: СибАДИ, 2008. – вып. 5, ч.1. – 147 с.
2. Ведрученко В.Р. Энергосберегающие и экологически чистые технологии при проектировании и эксплуатации отопительных котельных/ Энергосбережение в теплоэнергетике и теплоэлектротехнологиях: сб. докладов Международной научно-техн. конф. 19 апреля 2010 г. – ОмГТУ. – Омск, 2010. –67 с.
3. <http://woodpellets.su/pellets>

Расчет распределения двухфазного потока в СПП для АЭС с реакторами РБМК

Легкоступова В.В., Судаков А.В.

Санкт-Петербургский Политехнический Университет Петра Великого,

Россия, г.Санкт-Петербург

E-mail: faith89@yandex.ru

В данной работе ставилась задача расчетного анализа распределения двухфазного потока во входной камере СПП-500-1 и по сепарационным блокам. Объектом исследования является

сепаратор-пароперегреватель СПП-500-1 – теплообменный аппарат, предназначенный для сепарации и перегрева пара, отработавшего в цилиндре высокого давления (ЦВД) турбины, с целью обеспечением допустимой влажности пара на лопатках последних ступеней цилиндра низкого давления (ЦНД). Подробное описание конструкции и опыт эксплуатации СПП-500-1 представлены в [1, 2]. Сепараторы-пароперегреватели данного типа эксплуатируются на действующих энергоблоках с реакторами РБМК.

В ходе эксплуатации аппаратов СПП-500-1 на действующих энергоблоках наблюдалось усталостное или коррозионное разрушение труб разводки греющего пара и трубок поверхности нагрева и снижение эффективности перегрева пара. Для повышения надежности аппаратов необходимо обеспечить равномерность распределения двухфазного потока по сепарационным блокам, что может быть выполнено расчетным или экспериментальным путем. Расчетный анализ позволяет при существенном сокращении затрат ускорить процесс проектирования и на основании вариантных расчетов разработать рекомендации по модернизации конструкций СПП.

Созданные геометрические модели сепарационной части СПП-500-1 были импортированы в программный комплекс ANSYS CFX для выполнения необходимых расчетов. Отличие моделей - геометрия входного патрубка: одна модель с прямым патрубком (угол ввода потока 0°), вторая и третья модели с поворотными патрубками (углы ввода потока 30° и 28° соответственно). В данном исследовании рассматривается двухфазный воздушно-водяной поток с равномерным распределением влаги в виде капель диаметром 100, 300, 1000 микрон во входном патрубке. цель данных исследований - получение распределения потока во входной камере и по сепарационным блокам, оценка влияния размера капель на распределение и эффективность работы сепаратора (значение скоростей и относительных расходов по сепарационным каналам), оценка влияния геометрии входного патрубка.

Результат расчета в виде поля скоростей потока на входе в сепарационные блоки представлен на рисунке 1. На нем видна неравномерность раздачи среды по отдельным блокам.

График распределения влаги по сепарационным блокам приведен на рисунке 2. Здесь GOTH - относительный расход среды во входном канале i -го сепарационного блока (отношение расхода среды во входном канале i -го сепарационного блока к расходу среды, усредненному по всем входным каналам этих блоков. На графике видна возможность перегрузки отдельных сепарационных блоков 1,5-2 раза.

Векторное поле скоростей потока во входных каналах 5 и 6 сепарационных блоков в сепараторе с прямым ресивером представлено на рисунке 3. видно, что имеют место области с обратным движением потока среды. такое поведение потока наблюдается и в других входных каналах как данной входной камеры, так и иных. это явление понижает эффективность работы СПП.

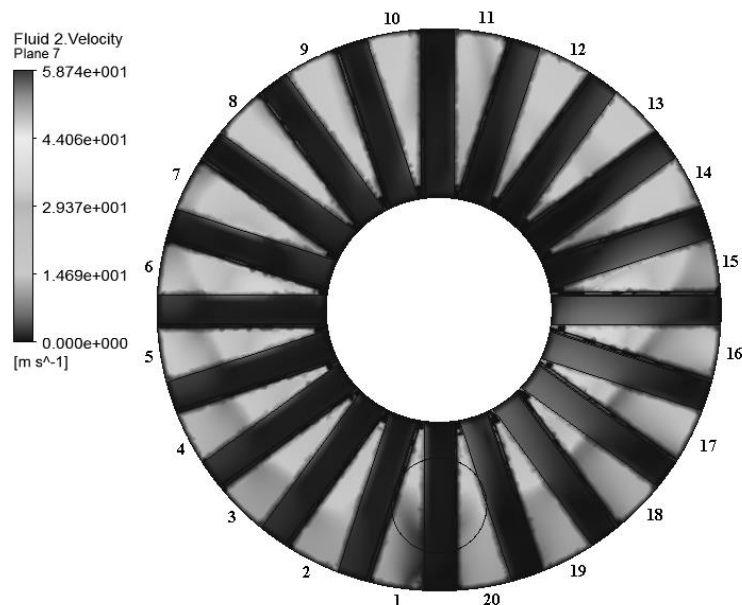


Рис.1. Поле скоростей потока на входе в сепарационные блоки
(вид сверху; угол ввода среды 0° ; 1-20 - условные номера сепарационных блоков)

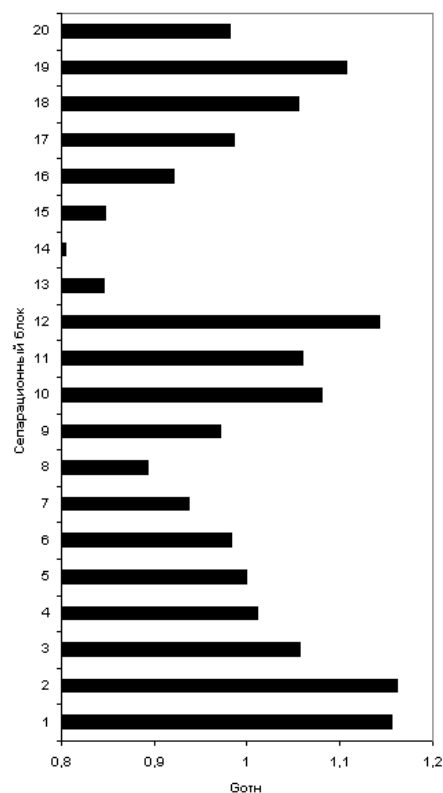


Рис.2. Относительные нагрузки сепарационных блоков при угле ввода потока 0°

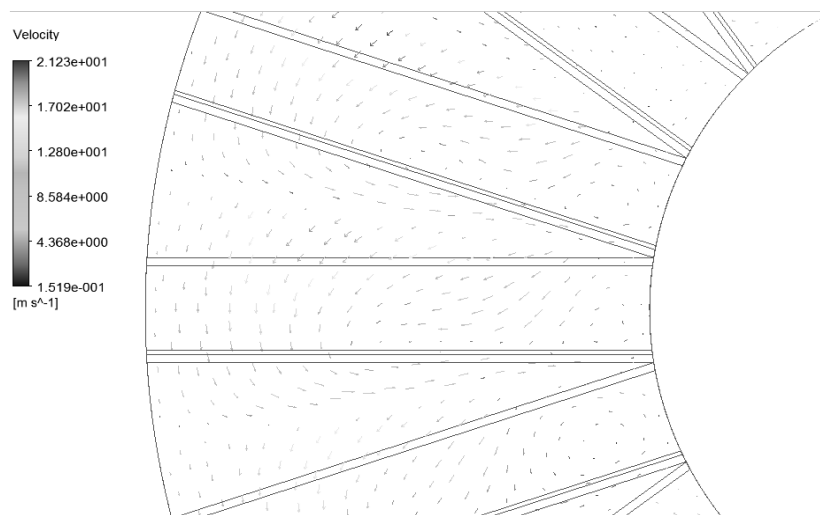


Рис.3. Векторное поле скоростей потока в горизонтальном центральном сечении входных каналов 15, 16 сепарационных блоков

После проведения расчетов и обработки полученных результатов можно сделать вывод о том, что во входной камере аппарата и в каналах сепаратора происходит турбулентное течение потока, вследствие чего имеют место области с вихревым течением потока, в результате которого наблюдается обратное движение потока среды. Это явление снижает эффективность работы сепарационных блоков.

Таким образом, выполненные исследования показывают следующее:

- неосевой ввод среды во входную камеру СПП увеличивает неравномерность раздачи потока по отдельным сепарационным блокам;
- возникает увеличение нагрузки на сепарационные блоки вследствие торможения потока во

входной камере;

- из-за бокового ввода среды в СПП в отдельных входных каналах сепарационных блоков возможно образование обратных токов, понижающих эффективность работы аппарата;

- неравномерность раздачи среды по сепарационным блокам даже в случае однофазного потока при боковом подводе достигает 1,5-2, при двухфазном потоке неравномерности по скоростям и особенно по влажности неизбежно растёт.

Все это свидетельствует о необходимости продолжать исследования с целью поиска способов профилирования расходов среды по сепарационным блокам.

Список литературы:

1. Филиппов Г.А., Поваров О.А. Сепарация влаги в турбинах АЭС. - М.: Энергия, 1980. – 320 с.: ил.
2. Шишкин А.А. Опыт эксплуатации промежуточных сепараторов-пароперегревателей турбин Ленинградской АЭС. / А.А. Шишкин, Е.Д. Федорович // Труды ЦКТИ. 1981, Вып.189. - С.3-9.
3. Легкоступова В.В. Модернизация сепараторов-пароперегревателей СПП-500-1 турбоустановок Ленинградской АЭС / В.В. Легкоступова, А.В. Судаков // Теплоэнергетика. 2015. № 3. С. 16-21.
4. Головач В.А. Расчетные исследования неравномерности раздачи среды по сепарационным блокам во входной камере СПП-500-1 / В.А. Головач, А.В. Кузов, А.В. Щедрин // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2008. № 2.– С. 172–175.

УДК 658.51:621.311.

Оценка капитальной выгоды и срока смены оборудования тепловых электростанций

Оклей П.И.

ПАО «Интер РАО ЕЭС», Москва

В современных условиях экономического кризиса и в условиях ограничения инвестирования особое значение приобретают проблемы исследования капитальной выгоды и срока смены оборудования электроэнергетических корпораций и повышения точности математических моделей системы управления активами тепловых электростанций (ТЭС). В соответствии с международным стандартом управления активами ISO 55001:2014 [1] внедрение в практику управления эксплуатацией ТЭС математических моделей и инструментальных средств контроля состояния оборудования необходимо для поддержания в рабочем состоянии и постоянного улучшения системы управления активами.

В работе разрабатывается матричная модель для расчета капитальной выгоды владения активами и срока смены оборудования тепловых электростанций и системы управления производственными активами [3] на основе минимизации стоимости жизненного цикла, где приведена методология управления производственными активами на основе управления жизненным циклом или управления стоимостью владения активами. Матричный метод позволяет исследовать эту проблему и рассчитывать взаимосвязи различных видов энергоресурсов [2]. Это позволяет создать экономико – технологическую модель, которая связывает технологию материальных активов электроэнергетических и теплоэнергетических ресурсов тепловых электростанций и экономические факторы финансовых активов: добавленную стоимость, прибыль, оплату трудовых ресурсов, из которых выводится структура стоимости владения активом тепловых электростанций. Модели технологических, экономических и маркетинговых состояний технолого-экономических систем представляют совокупность некоторых физических, технологических и экономических положений и математических средств, позволяющих описывать наиболее важные характеристики рассматриваемых состояний и закономерности временных вариаций этих характеристик в пространстве объектов технологического процесса.

В работе на базе двухуровневой матричной модели технологии материальных и финансовых активов компании определяется структура капитальной выгоды в зависимости от выпуска и производства энергетических ресурсов тепловыми электростанциями. Для этого пространство управления активами разбивается на два подпространства материальных и финансовых активов управления производством электро- и тепло - энергетических ресурсов. Управление финансовыми активами определяется через структуру добавленной стоимости и ее составляющей – капитальной выгоды. Приводятся технологические и ценовые уравнения двухуровневой матричной модели управления производства энергоресурсов и аналитическая формула срока смены оборудования электроэнергетических компаний.

Для практической реализации разработанного метода проведено исследование

двухуровневой матричной модели менеджмента и управления производственными активами и фондами электроэнергетических корпораций и создан макет канонического расчета капитальной выгоды владения активом и срока смены оборудования ТЭС системы генерации электрических и тепловых энергоресурсов с учетом и без учета отопительного отбора пара.

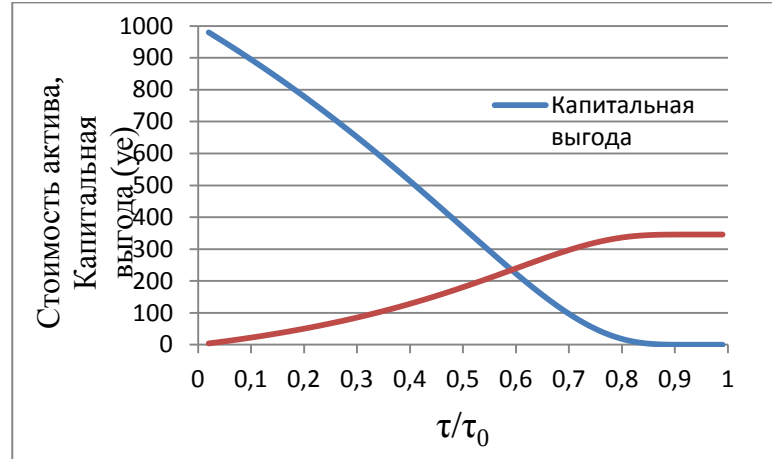


Рис. 1. Стоимость владения активом $F(\tau)$ и капитальных выгод $R(\tau)$ в зависимости от срока работы оборудования на жизненном цикле электроэнергетического ресурса

На **Ошибка! Источник ссылки не найден.** представлены зависимости стоимости владения активом $F(\tau)$ и уровня капитальных выгод $R(\tau)$ от срока работы оборудования на жизненном цикле электроэнергетического ресурса. Точка пересечения линий, где уровень капитальных выгод равен стоимости владения активом, определяет оптимальный срок смены оборудования в единицах τ/τ_0 ресурса ЭЭ оборудования τ_0 . Срок смены оборудования (ССО) определяется следующей формулой.

$$x_{cco} = \frac{2}{R(0) - F(0)} \int_0^{0.85} [R(x) - F(x)] dx.$$

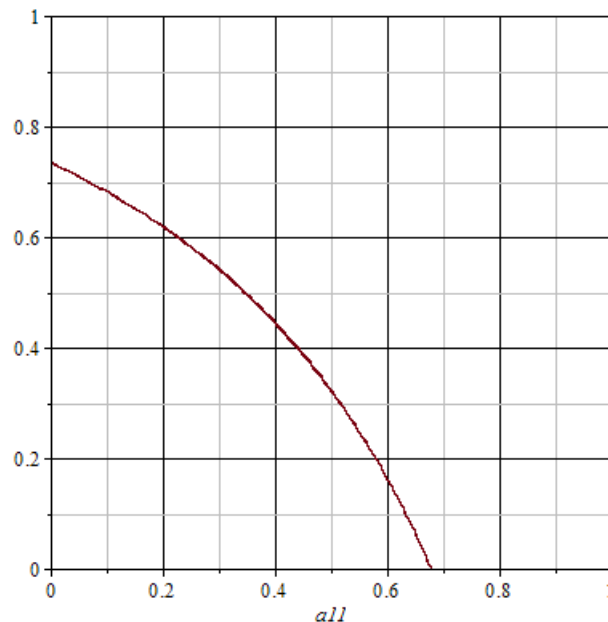


Рис. 2. Зависимость срока смены оборудования x_{cco} от величины затрат материальных активов a_{11} первого ЭЭ сектора

На Рис. 2 представлена x_{cco} от величины затрат материальных активов a_{11} первого электроэнергетического сектора. С увеличением затрат материальных активов первого сектора

производства ЭЭ ресурсов ССО уменьшается от 0.73 до 0. Если срок смены оборудования определить как половину ресурса, то затраты материальных активов первого сектора не должны превышать $a_{11} < 0.35$. При самых малых затратах материальных активов электроэнергетического сектора ССО не превосходит величины в $x_{cco} = 0.73$, что составляет 0.73 часть его ресурса τ_0 .

Список литературы:

1. ГОСТ Р 55.0.03-2014. Управление активами. Национальная система стандартов. Системы менеджмента. М., 2014 (Руководство по применению ISO 55001. п.7.1).
2. Кустов Е.Ф., Лозенко В.К., Складов Д.Е. Матричный метод для определения энергетического баланса трех и двух типов энергоресурсов // Вестник ЮРГТУ(НПИ), 2014. №3. С. 20-25.
3. Оклей П. И., Кустов Е. Ф. Эволюция систем управления производственными активами и фондами электроэнергетики России. Инновационное (пятое) поколение // Наука и технологии в промышленности, 2015. №3. С. 54 – 59.

Технико-экономическая оценка применения жидкой тепловой изоляции для наружного утепления стен здания

*Павлов М.В., Карпов Д.Ф., Суханинский Ю.А., Чесноков Е.С.,
Горин Н.М., Туманова Н.С., Березина В.П.*

*Вологодский государственный университет, Россия, г. Вологда
pavlov_kaftgv@mail.ru*

Как отмечено во введении к СНиП 23-02-2003, «требования к повышению тепловой защиты зданий и сооружений являются важным объектом государственного регулирования в большинстве стран мира. Эти требования рассматриваются также с точки зрения охраны окружающей среды, рационального использования невозобновляемых природных ресурсов и уменьшения влияния «парникового» эффекта и сокращения выделений двуокиси углерода и других вредных веществ в атмосферу».

Одним из показателей тепловой защиты здания, согласно СНиП 23-02-2003, является приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов его ограждающих конструкций R , $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$. Удельный расход тепловой энергии на отопление здания, который также является показателем тепловой защиты строительного объекта, напрямую зависит от теплозащитных свойств ограждающих конструкций, т. е. от коэффициента R . Таким образом, при проведении технико-экономических расчетов по оценке целесообразности энергосберегающих мероприятий в области повышения тепловой защиты зданий и сооружений коэффициент термического сопротивления является определяющим. В качестве подтверждения можно рассмотреть уравнение теплопередачи [1], на основании которого выполняют расчет тепловых потерь здания и определяют тепловую нагрузку на отопление:

$$Q = \frac{1}{R} \Delta t F, \text{ Вт}, \quad (1)$$

где Q - тепловой поток (тепловые потери), Вт; R - термическое сопротивление теплопередаче, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$; Δt - температурный напор между внутренним и наружным воздухом, $^\circ\text{C}$; F - площадь поверхности теплообмена, м^2 .

При проектных либо уже реализованных объемно-планировочных решениях, а также нормируемом тепловом режиме помещений здания коэффициент термического сопротивления R в формуле (1) выступает в роли единственного «регулятора» топливно-энергетических затрат на теплообеспечение строительного объекта.

В таблице 1 по данным [2] приведено распределение тепловых потерь в процентном соотношении по основным элементам здания.

Таблица 1. Тепловые потери в здании (типовые данные)

№ п/п	Наименование ограждения	Тепловые потери, %
1.	Окна	50
2.	Наружные стены	40
3.	Кровля и пол	10

Известно, что традиционным способом повышения уровня тепловой защиты здания является утепление его наружных стен [2]. В данном случае показатель энергоэффективности с учетом выражения (1) можно рассчитать по формуле:

$$\eta_{\text{эфф}} = \left(\frac{\Delta Q_1 - \Delta Q_2}{\Delta Q_1} \right) \cdot 100 = \frac{1}{\frac{\lambda_{\text{из}}}{\delta_{\text{из}}} R + 1} \cdot 100, \% , \quad (2)$$

где $\eta_{\text{эфф}}$ - показатель энергоэффективности, %; ΔQ_1 и ΔQ_2 - расход тепловой энергии на отопление здания соответственно до и после тепловой изоляции наружных стен здания, Дж; R - термическое сопротивление теплопередаче наружных стен здания без утеплителя, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$; $\lambda_{\text{из}}$ - коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$; $\delta_{\text{из}}$ - толщина тепловой изоляции, м.

Эксплуатационное термическое сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций здания в формуле (2) можно найти следующим образом [3]:

$$R = \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}}{q}, \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}, \quad (3)$$

где $t_{\text{вн}}$ и $t_{\text{н}}$ - соответственно температура внутреннего и наружного воздуха, $^\circ\text{C}$; q - плотность теплового потока, $\text{Вт}/\text{м}^2$.

Уравнение (2) позволяет оценить в процентах снижение затрат на отопление здания. Впоследствии с помощью показателя энергоэффективности $\eta_{\text{эфф}}$, %, можно определить годовое снижение затрат тепловой энергии на отопление здания или экономию топлива на нужды теплоснабжения строительного объекта при известных первоначальных (до повышения уровня тепловой защиты) данных.

В качестве эффективных средств по наружному утеплению объектов теплопотребления в последнее время большую популярность получила жидкая тепловая изоляция (рисунок 1). Наряду с классическими утеплителями (минеральная вата, пенополистирол) термокраска обладает самыми высокими теплоизоляционными свойствами. По данным большинства фирм-производителей, например [4, 5], коэффициент теплопроводности утеплителя составляет $\lambda_{\text{из}} = 0,0012 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$.



Рис. 1. Пример применения жидкого утеплителя

Сегодня на отечественном рынке появилось большое количество марок теплоизоляционных красок (Броня, Корунд, Магнитерм и мн. др.), которые используют для утепления наружных стен зданий и сооружений, трубопроводов тепловых сетей, теплотехнического оборудования. Рабочая толщина энергосберегающего покрытия может варьироваться от 1 до 4 мм [6], а

рекомендованная толщина пленки однослойного покрытия составляет 1 мм [4].

Рассмотрим пример технико-экономической оценки применения жидкой тепловой изоляции для наружного утепления стен здания. По данным термогигрометра *Testo 610* в день проводимых измерений температура внутреннего и наружного воздуха соответственно составили $t_{\text{вн}} = 20,1^\circ\text{C}$ и $t_{\text{н}} = -3,5^\circ\text{C}$. Плотность теплового потока по показаниям тепломера ИПП-2 оказалась равной $q = 30,1 \text{ Вт/м}^2$. Тогда по уравнению (3) коэффициент термического сопротивления составит $R = 0,784 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C/Вт}$.

Для рассматриваемого примера на рисунке 2 представлен график изменения показателя энергоэффективности $\eta_{\text{эфф}}$, %, в зависимости от толщины слоя тепловой изоляции $\delta_{\text{из}}$, мм, построенный по формуле (2).

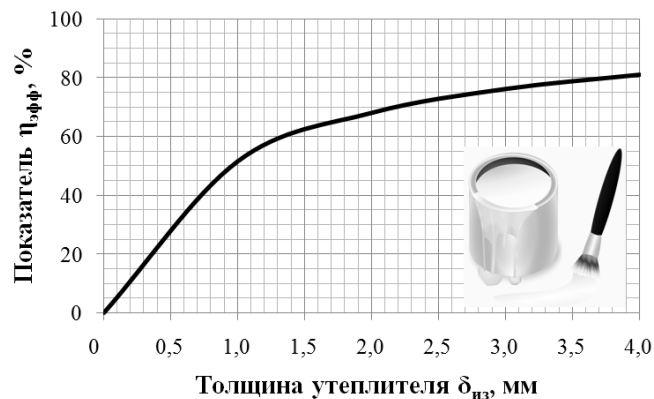


Рис. 2. Показатель энергоэффективности $\eta_{\text{эфф}} = \eta_{\text{эфф}}(\delta_{\text{из}})$

С помощью графика на рисунке 2 можно оценить относительную экономию топлива от выбранной толщины тепловой изоляции. Например, при толщине слоя утеплителя $\delta_{\text{из}} = 2 \text{ мм}$ показатель энергоэффективности будет равен $\eta_{\text{эфф}} = 68,0 \%$.

Теперь приведем пример технико-экономического расчета по абсолютным данным. Пусть годовой расход тепловой энергии на отопление здания со строительным объемом $V = 7200 \text{ м}^3$ равен $\Delta Q_{\text{год}} = 1811 \text{ ГДж}$. Тогда при минимальной толщине утеплителя $\delta_{\text{из}} = 1 \text{ мм}$ годовая экономия тепловой энергии с учетом рисунка 2 составит $\Delta Q_{\text{эфф}} = 0,01 \eta_{\text{эфф}} \Delta Q_{\text{год}} = 0,01 \cdot 51,5 \cdot 1811 = 933,1 \text{ ГДж}$. Ориентировочный расход краски на однослойное покрытие равен $1,25 \text{ л/м}^2$ (при толщине слоя 1 мм), оптовая цена теплоизоляционной краски в среднем равна 320 руб./л. Тогда срок окупаемости энергосберегающего мероприятия при действующем тарифе на природный газ $T_{\text{г}} = 4761 \text{ руб./1000 м}^3$ (второе полугодие 2015 г., г. Вологда) составит более двух лет (капитальные затраты – 348 тыс. руб., экономический эффект – 159,4 тыс. руб./год). Таким образом, применение теплоизоляционной краски для утепления больших площадей не является вполне целесообразным с экономической точки зрения в связи с дороговизной инновационного материала. Однако, с точки зрения энергосбережения и экологии положительный эффект мероприятия существенен.

Список литературы:

1. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Технология энергосбережения. – М.: Форум, 2010. – 352 с.
2. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве. – М.: Инфра-М, 2010. – 320 с.
3. Бобров Ю.Л., Овчаренко Е.Г., Шойхет Б.М., Петухова Е.Ю. Теплоизоляционные материалы и конструкции. – М.: Инфра-М, 2003. – 268 с.
4. <http://teplo-effect.ru>
5. <http://korundteploizolyaciya.ru>
6. <http://teplosloy.ru>

Некоторые результаты тепловизионного обследования квартиры в жилом доме средней этажности

**Павлов М.В., Карпов Д.Ф., Юрецкая Е.А., Шугаева Е.К.,
Исаков А.А., Горин Н.М., Березина В.П.**

*Вологодский государственный университет, Россия, г. Вологда
pavlov_kaftgv@mail.ru*

Одним из основных путей экономии топливно-энергетических ресурсов является уменьшение тепловых потерь через ограждающие конструкции строительных объектов, достигающих по некоторым данным 30 % от общих энергетических затрат. Поэтому крайне важно установить участки здания, через которые проходит наибольшее количество теплоты в единицу времени с целью их последующей ликвидации. Это позволяет сделать тепловизионный контроль, основанный на применении приборов тепловизионного наблюдения [1].

Принцип действия тепловизионных приборов основан на преобразовании теплового излучения различных тел и местности в целом в видимое глазом человека изображение. Тепловизоры позволяют различать объекты на больших расстояниях, причем независимо от уровня естественной освещенности в видимом диапазоне, что позволяет их использовать круглосуточно [2].

Тепловизионный контроль качества строительных сооружений, благодаря своему неразрушающему воздействию, оперативности, наглядности и достоверности получаемых результатов, успел зарекомендовать себя как один из основных способов диагностики ограждающих конструкций по окончании строительства и в период эксплуатации строительного объекта. Теплотехническая диагностика, куда также может входить тепловизионный контроль элементов зданий и сооружений на различных этапах их строительства и эксплуатации, включает в себя [3]:

- 1) обнаружение скрытых дефектов строительства;
- 2) нахождение частичных и общих тепловых потерь;
- 3) определение эксплуатационного коэффициента термического сопротивления теплопередаче ограждающих частей здания.

Способ теплотехнической диагностики позволяет выявить возможный низкий уровень тепловой защиты строительных ограждений здания, который обычно возникает в результате следующих причин:

- 1) ошибки проектирования;
- 2) нарушения технологии изготовления строительных материалов, правил складирования, перевозки и т. п.;
- 3) ошибки и нарушения технологии при строительстве здания;
- 4) неправильного режима эксплуатации строительного объекта.

Перечисленные факторы приводят к преждевременному снижению теплозащитных свойств в отдельных местах ограждающих конструкций в результате воздействия погодных (ветер, атмосферные осадки) и естественно-климатических (циклы «тепло-холод-тепло», влажность) условий на их поверхности. Это, в свою очередь, приводит к ухудшению микроклимата внутри помещений здания и перерасходу невозобновляемых топливных ресурсов на теплообеспечение вследствие увеличения тепловых потерь. Поэтому вопросы энергосбережения и энергоэффективности неразрывно связаны с проблемой обнаружения тепловых дефектов, которую главным образом решают с помощью приборов тепловизионного контроля.

Рассмотрим основные результаты тепловизионного обследования строительного объекта, расположенного на территории города Вологды. Термографирование выполнено тепловизором Testo 875-2 (рисунок 1).

Объектом испытаний стали участки наружных ограждений квартиры: наружная стена, окна, балкон, а также элементы системы отопления.

Тепловизионное обследование проводилось при отрицательной температуре наружного воздуха (в отопительный сезон) и положительной температуре внутреннего воздуха, при отсутствии атмосферных осадков, тумана, солнечных бликов и других подобных природных явлений. Погодные условия удовлетворяли требованиям проведения тепловизионного обследования.



Рис. 1. Тепловизор Testo 875-2

Параметры наружной тепловизионной съемки:

- температура воздуха $t_{ext} = -1^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха $\varphi_{ext} = 93\%$;
- ветер юго-западный, средняя скорость ветра $w_{av} = 4,0\text{ м/с}$;
- среднее расстояние тепловизирования $R_{ext} = 12-15\text{ м}$;
- коэффициент теплового излучения $\varepsilon_{ext} = 0,93$ (силикатный кирпич).

Параметры внутренней тепловизионной съемки:

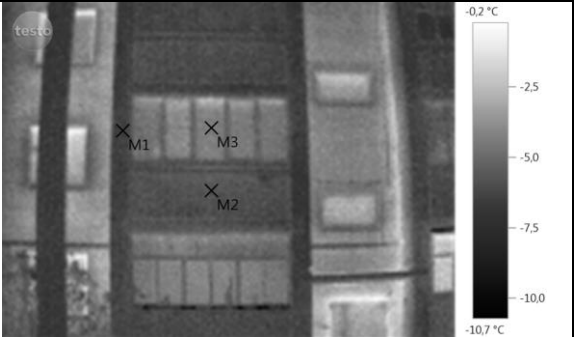
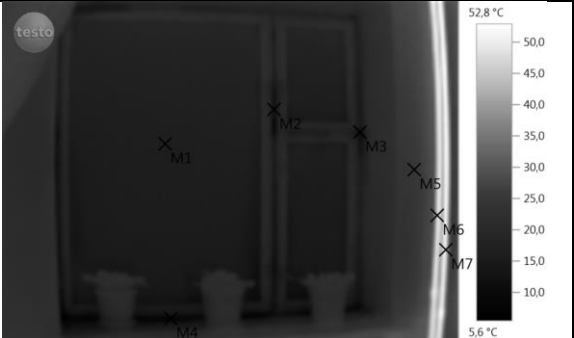
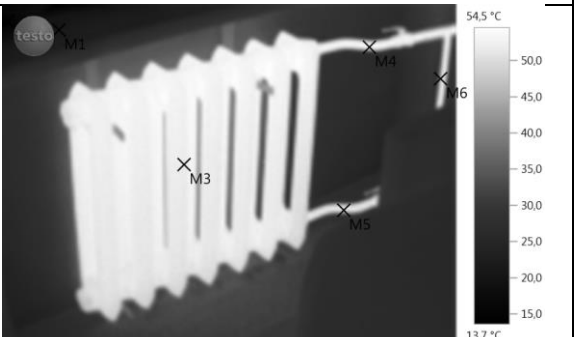
- температура воздуха $t_{int} = 20^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха $\varphi_{int} = 55\%$;
- коэффициент теплового излучения $\varepsilon_{int} = 0,97$ (бумага), $\varepsilon_{int} = 0,94$ (стекло).

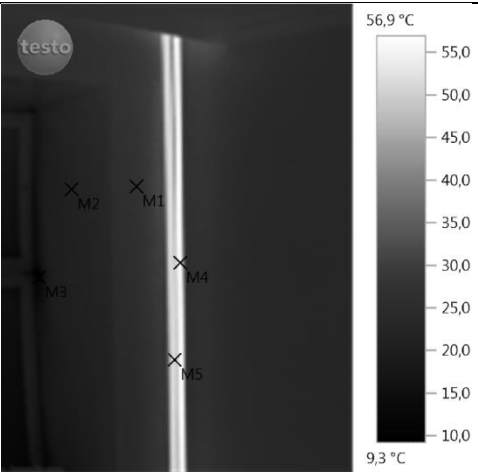
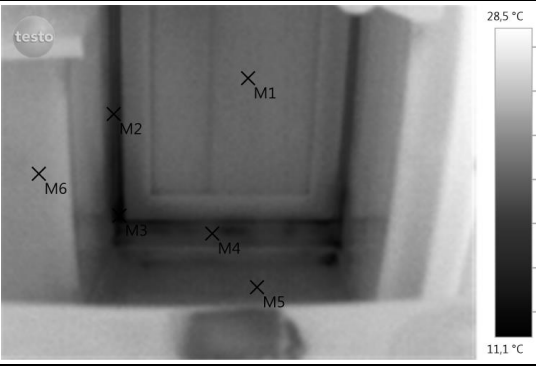
Термографирование наружных ограждений проводилось в перпендикулярном направлении к поверхности объекта испытаний либо при отклонении от этого направления, не превышающем 30° угла наклона к горизонтальной плоскости. Обследование осуществлялось последовательно по намеченным участкам с покадровой записью термограмм в энергонезависимую память измерительного устройства. Тепловизионная съемка жилого здания выполнялась общим панорамным снимком, охватывающим все ограждение с вертикальными и горизонтальными стыками.

В таблице 1 приведена следующая информация по объекту теплового контроля: коллекция термограмм и соответствующих им видимых изображений (фотографий); описание реперных точек и тепловых аномалий на тепловых изображениях с указанием рекомендаций по устранению (при наличии) тепловых дефектов.

Тепловизионное обследование ограждающих конструкций квартиры в жилом здании выполнено с целью выявления неплотностей и мест с пониженным термическим сопротивлением (тепловые мосты, мостики холода). Впоследствии на основании данных съемки можно будет реализовать комплекс мероприятий или отдельные узконаправленные проекты, позволяющие повысить тепловую защиту здания.

Таблица 1. Некоторые результаты тепловизионного обследования жилой квартиры

№ п/п	Видимое изображение	Тепловое изображение (термограмма)
1	2	3
<i>Наружная тепловизионная съемка</i>		
1.		
Примечание: Элемент – «Приставной балкон» (2 этаж) Реперные точки – M1: -6,1 °C; M2: -5,6 °C; M3: -4,6 °C Заключение – тепловая картина балкона (коробка и остекление) практически однородна Рекомендации – наружная обшивка балкона виниловым сайдингом		
<i>Внутренняя тепловизионная съемка</i>		
2.		
Примечание: Элемент – «Оконный блок» Реперные точки – M1: 15,9 °C; M2: 12,0 °C; M3: 11,1 °C; M4: 7,6 °C; M5: 25,4 °C; M6: 46,9 °C; M7: 50,8 °C Заключение – избыточные тепловые потери через неплотные стыки окна Рекомендации – стыки между рамой окна и створками, а также по внешнему периметру рамы забить ватой, поролоном или паклей и заклеить малярным скотчем (первый вариант). Замена установленного окна в деревянном переплете на энергосберегающий стеклопакет с качественным профилем (например, KBE 88 мм) (второй вариант)		
3.		
Примечание: Элемент – «Отопительный прибор» Реперные точки – M1: 21,0 °C; M2: 14,6 °C; M3: 51,7 °C; M4: 51,9 °C; M5: 49,3 °C; M6: 45,0 °C Заключение – засор секций отопительного прибора не обнаружен Рекомендации – нет		

1	2	3
4.		
Примечание: Элемент – «Стойка системы отопления» Реперные точки – M1: 27,3 °C; M2: 21,1 °C; M3: 9,6 °C; M4: 56,1 °C; M5: 51,2 °C Заключение – тепловая картина внутренней поверхности стены в целом однородна. Засор стояков водяного отопления не обнаружен Рекомендации – нет		
5.		
Примечание: Элемент – «Балконная дверь» Реперные точки – M1: 20,5 °C; M2: 14,9 °C; M3: 11,2 °C; M4: 16,7 °C; M5: 18,4 °C; M6: 22,5 °C Заключение – избыточные тепловые потери через неплотные стыки балконной двери Рекомендации – проверка качества и замена резинового уплотнителя, регулировка или перепакетирование балконной двери		

Таким образом, тепловизионная съемка позволила обнаружить тепловые дефекты (стыки оконного и балконного блоков со стенами, область между рамой окна и створками), а также визуально подтвердить нормальное качество работы отопительной системы. Рекомендуется после устранения всех тепловых аномалий провести повторное тепловизионное обследование критических участков с целью их последующего сравнения с первоначальным результатом.

Список литературы:

1. Синицын А.А., Карпов Д.Ф., Павлов М.В. Основы тепловизионной диагностики теплопотребляющих объектов строительства. – Вологда: ВоГТУ, 2013. – 156 с.
2. Левин Е.В., Окунев А.Ю., Умнякова Н.П., Шубин И.Л. Основы современной строительной термографии. – М.: НИИСФ РААСН, 2012. – 176 с.
3. Вавилов В.П., Александров А.Н. Инфракрасная термографическая диагностика в строительстве и энергетике. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 76 с.

Эффективность тепловых сетей**Попова А.П., Бакунова Т.С.***Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара
andryanna@bk.ru*

В ведущих странах мира развитие теплоэнергетики первостепенно. В данный момент это направление является актуальным для мировой энергетики. Развитие данной отрасли особенно важно в условиях сурового климата России, на территории которой период с температурой наружного воздуха ниже 0°C длится около полугода, а в некоторых районах достигает до 267 дней. В нашей стране на долю тепловой энергии приходится 35% всего конечного потребления энергии, поэтому для теплоснабжения бытовых и промышленных объектов приходится сжигать более 30% всего добываемого топлива.

Система централизованного теплоснабжения, которой покрыты города и другие крупнонаселенные пункты России, позволяет наиболее рационально использовать топливно-энергетические ресурсы, по масштабам использования которых наша страна в настоящее время занимает первое место в Европе и второе в мире (после США). Она включает в себя источник тепловой энергии, трубопроводные тепловые сети, пункты трансформации тепловой энергии и её распределения между потребителями. Наиболее подробно остановимся на рассмотрении одной из составляющей этой системы.

Тепловая сеть - это система прочно и плотно соединенных между собой участников теплопроводов, по которым теплота с помощью теплоносителей (пара или горячей воды) транспортируется от источников к тепловым потребителям[3].

Соединение источников тепла с местами его потребления является назначением теплосетей. Они классифицируются:

- ✓ по характеру потребителей:
 - промышленные,
 - коммунальные,
 - смешанные;
- ✓ по системе теплоснабжения:
 - двухтрубные,
 - многотрубные;
- ✓ по исполнению:
 - лучевые,
 - кольцевые.

Оценивая эффективность работы теплоэнергетической системы, используют коэффициент полезного действия, физический смысл которого заключается в отношении величины полученной полезной работы к затраченной, которая представляет собой сумму полученной полезной работы и потерь, возникающих в процессах системы. Таким образом, увеличение коэффициента полезного действия системы можно реализовать, снижая величины непроизводительных потерь, возникающих в процессе работы. В этом и заключается главная задача энергосбережения путём повышения эффективности теплосетей.

Фундаментальными проблемами, образующимися при решении данной задачи, являются:

- 1) нахождение наиболее крупных составляющих этих потерь;
- 2) выбор оптимального технологического решения, позволяющего значительно снизить влияние потерь на величину коэффициента полезного действия.

Причём каждый конкретный объект, являющийся целью энергосбережения, имеет ряд характерных конструктивных особенностей и составляющие его тепловые потери различны по величине. Когда речь заходит о повышении экономичности работы теплоэнергетического оборудования (например, теплосетей), перед принятием решения в пользу использования какого-нибудь технологического новшества, необходимо обязательно провести детальное обследование самой системы и выявить наиболее существенные каналы потерь энергии. Рациональным решением будет использование только таких технологий, которые существенно снизят наиболее крупные непроизводительные составляющие потерь энергии в системе и при минимальных затратах значительно повысят эффективность ее работы.

Обычно тепловая энергия поступает в теплотрассу и следует на объекты потребителей. Величина коэффициента полезного действия этого участка зависит от следующих факторов:

- ✓ периодически возникающими во время аварийных и нештатных ситуаций утечками теплоносителя;

- ✓ потерями тепловой энергии по длине теплотрасс, связанными со способом укладки и изоляции трубопроводов;
- ✓ потерями тепловой энергии, связанными с правильностью распределения тепла между объектами и потребителями, т.е. гидравлической настроенностью теплотрассы;
- ✓ коэффициентом полезного действия сетевых насосов, обеспечивающих движение теплоносителя по теплотрассе [2].

При грамотно спроектированной и гидравлически налаженной системе теплотрасс, расстояние от конечного потребителя до участка энергопроизводства редко составляет больше 1,5-2 км и общая величина потерь обычно не превышает 5-7%, однако:

- ✓ при большой протяженности трубопроводов теплотрасс значительное влияние на величину тепловых потерь приобретает качество тепловой изоляции теплотрасс;
- ✓ если вода для систем горячего водоснабжения подогревается на расстоянии от объекта потребления, то трубопроводы таких трасс обязательно должны быть выполнены по циркуляционной схеме;
- ✓ гидравлическая налаженность теплотрассы является основополагающим фактором, определяющим экономичность ее работы;
- ✓ применение отечественных мощных сетевых насосов с низким коэффициентом полезного действия практически всегда приводит к значительным непроизводительным перерасходам электроэнергии [2].

Нормативные потери тепловой энергии в теплотрассах не должны превышать 5-7%, но фактические могут составлять 25% и выше. Резкое уменьшение необходимой выработки тепла при переходе на индивидуальные источники и замеры тепловых потерь на существующих тепловых сетях подтверждают, что реальные тепловые потери составляют 20÷30% выработочного тепла зимой и 30÷70% летом. Нормы утечки теплоносителя, принятые в развитых странах, также многократно превышают.

Таким образом, вся экономия тепла теряется в тепловых сетях, являющихся самым слабым звеном в системе теплоснабжения, так как их стальные трубы подвержены коррозии, процесс которой идет с неумолимой закономерностью, повлиять на которую практически невозможно. Так что интенсификация теплоэнергетики, в частности её оборудования и систем, в России является важной составляющей развития экономики в целом и неотъемлемым условием для возможности нормальной жизнедеятельности граждан, связанной с климатически-территориальными особенностями нашей страны. В связи с рациональным использованием энергоресурсов, а также увеличения энергоэффективности был разработан и принят Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 г. [1].

Список литературы:

1. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
2. Кравчук А. «Энергосбережение. Основные источники потерь в тепловых системах и способы их устранения» // ЭСКО – июль 2002 - № 7 // http://esco-ecosys.narod.ru/2002_7/index.htm
3. http://www.energyed.ru/lit/lit_main.php?lit=tseti

Текущий энергетический баланс предприятия электрических сетей

Самотугина А.А

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Текущий энергетический баланс промышленного предприятия, представляет собой комплексную характеристику расходов энергии и их покрытия при определенных норм качества энергоносителей и энергоснабжающих установок и служат основой для составления вариантов энергоснабжения предприятия.

Годовые топливно-энергетические балансы в настоящее время нашли широкое распространение в практике планирования и управления энергетическим хозяйством. Это относится и к стране в целом и для отдельных регионов, муниципальных образований и предприятий [1]. Целью работы при составлении ТЭР является исследование энергетического баланса предприятия электрических сетей и создание модели текущего потребления электроэнергии от предприятия по объектам.

Основными задачами в исследовании являются определение методов исследования, реализации прогнозированной модели в программном обеспечении, исследование энергетического баланса, решение проблем расчета энергетического баланса исследуемого предприятия электрических сетей по всем отраслям, прогнозирование баланса на любую дату года, месяца, относительно сезона.

Составление и анализ ЭБ связаны с переработкой большого количества информации статического, производственного и компьютерного моделирования, обеспечивающего контроль сохранения, корректировки, обновления, интерполяции и других вычислительных операций.

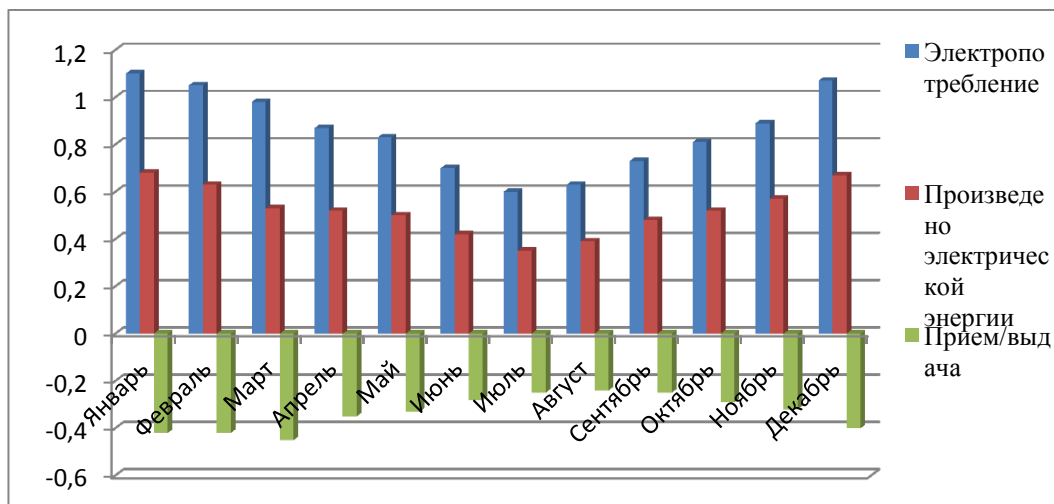


Рис.1 Годовой график

Текущий энергетический баланс представляет собой макет свободного, годового баланса и предназначен для текущего управления спросом и накопления данных для годового энергетического баланса.

Годовой энергетический баланс показывает:

- ✓ объем годового производства и потребления энергоресурсов на территории региона;
- ✓ объем запасов топлива, хранимого на складах;
- ✓ неэнергетическое потребление топлива и энергетических ресурсов;
- ✓ объем расходов ЭБ на собственные нужды электростанций, сетей и котельных;
- ✓ объем потерь ЭБ;
- ✓ потребление ЭБ в отраслевых комплексах;
- ✓ импорт (ввоз) ЭБ на территорию региона;
- ✓ экспорт (вывоз) ЭБ с территории региона;
- ✓ потенциал энергосбережения.

Эти сведения, также, как и весь ЭБ могут быть представлены по итогам отчетного года как результат обработки статистического наблюдения. В результате возникает запаздывание некоторых сведений из баланса, и они устаревают. Для разработки управляющих решений по подготовке и развитию энергетической инфраструктуры требуются знание объемов энергоресурсов без временного лага и для промежутков времени менее года-сутки, месяц, сезон и т.п. Знание параметров ЭБ для короткого промежутка времени позволяет сосредоточить усилия на наиболее важных и острых направлениях работы (по ремонтам, по запасам, по распределению средств и планированию работ). Текущий ЭБ обеспечивает независимый контроль энергоемкости в отраслях экономики. Наиболее интересны следующие временные интервалы:

- ✓ календарные сутки;
- ✓ неделя;
- ✓ месяц;
- ✓ квартал;
- ✓ отопительный сезон;
- ✓ неотопительный сезон;
- ✓ рабочие сутки;

- ✓ выходные и праздничные дни;
- ✓ ремонтный период;
- ✓ многолетний период 3-5 лет;
- ✓ прогноз на перспективу;
- ✓ иные временные периоды.

В настоящее время структура энергетического баланса сложилась в следующем виде:

1. Поступления
 - 1.1 Производство
 - 1.2 Покупка от внешних поставщиков
 - 1.3 Остатки на складах
- 2 Потребление на собственные и хозяйственные нужды
- 3 Потери в сетях
- 4 Спрос
- 5 Небаланс
- 6 Потенциал энергосбережения

В самом широком смысле слово «баланс» характеризует положение, при котором имеет место равновесие, уравнивание чаш весов. Общая таблица ЭБ показывает такое равновесие и, одновременно, содержит сведения о составе источников, взаимном соотношении частей, спроса и предложения ЭБ.

В таблице 1 представлен пример годового ЭБ региона.

Таблица 1. Энергетический баланс Томской области в 2010 г (т.у.т).

№	Статья баланса	Электроэнергия «А» (т.у.т)	Электроэнергия «А» (о.е)	Всего «В» (т.у.т)
11	Добыча, производство	1500	0,057	26451
22	Отправлено на сторону	50	0,02	1580
33	Получено со стороны	1636	0,062	3320
44	Остаток на складах	0	0	477
55	Произведено на электростанциях	1500	0,057	3500
66	В т.ч ОАО ТГК-11	1499	0,057	3497
77	Произведено ДЭС и прочими источниками	1	0	3
88	Произведено котельными	0	0	600
99	Располагаемые ресурсы	3086	0,117	13368
110	Потребление на собственные нужды	75	0,003	75
111	Отпущено в сеть	3011	0,114	5011
112	Потери в сетях	331	0,013	646
113	Отпущено потребителям	2680	0,101	14447
114	Потребление в отраслях: промышленность	1975	0,075	10969
115	строительство	14	0	57
116	Сельское хозяйство	43	0,002	704
117	Транспорт и связь	165	0,006	363
118	Прочие отрасли	114	0,004	338
119	Население	369	0,014	1831
220	Фактическое потребление	2448	0,093	14030
221	Потенциал энергосбережения	629	0,024	3265

Для построения текущего на короткий промежуток времени баланса, необходимо определить суммарный объем ЭБ, этого короткого промежутка времени, а затем вычислить величины элементов отдельных ЭБ:

$$P_i = c_i \cdot N,$$

где P_i - объем i -го энергоресурса короткого промежутка времени, c_i - относительная величина объема энергоресурса в структуре (таблицы 1), N - суммарный объем ЭБ короткого промежутка времени.

Средняя суточная величина энергоресурса при заданном годовом промежутке:

$$A_{\text{сут}} = \int_0^T P_t \cdot dt = \frac{A_{\text{год}}}{T} \cdot \Delta t = \frac{A_{\text{год}}}{365},$$

где P_t - текущая мощность, $A_{\text{год}}$ - годовое потребление, T - продолжительность расчетного периода (год), Δt - продолжительность текущего периода (сутки).

Фактическое использование энергоресурсов за короткий промежуток времени может существенно отличаться от среднего за год. В связи с этим необходимо на следующем этапе внести корректировки, связанные с температурными, социальными и иными обстоятельствами. Корректировку величины элемента баланса возможно осуществить следующим образом:

$$A_k = A_{\text{ср}} \cdot (1 + \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \cdot \kappa_4),$$

где A_k - текущее значение элемента ЭБ, $A_{\text{ср}}$ - среднее суточное значение, κ_1 - поправочный коэффициент, учитывающий различия объема ЭБ в рабочие и нерабочие дни, κ_2 - поправочный коэффициент, учитывающий нарастание спроса к концу года по сравнению с началом, κ_3 - поправочный коэффициент, учитывающий изменение потребления ЭБ в зависимости от температуры наружного воздуха, κ_4 - поправочный коэффициент, учитывающий различия потребления в отопительном и неотопительном сезоне.

Цель текущего энергетического баланса заключается в том, чтобы ТЭБ формировался для любого временного интервала - года, квартала, месяца, недели и д.р. Знание параметров ТЭБ для короткого промежутка времени обеспечивает обоснование многих финансовых, торговых, энергетических, жилищно-коммунальных и других функций управления регионом. Так знание баланса на месяц вперед позволяет сосредоточить усилия на наиболее острых направлениях. Текущий энергетический баланс обеспечивает независимый контроль производительности в отраслях экономики и транспорте и в быту.

Список литературы:

1. Савенко Ю.И., Штейнгауз Е.О. Энергетический баланс/ Под редакцией А.С. Некрасова. – М.: Энергия, 1971 184с.
2. Литвак В.В. Основы регионального энергосбережения (научно-технические и производственные аспекты). – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 300с.
3. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электрической энергии – М: Энергия 1979-386 с.
4. <http://www.ngpedia.ru/id143859p1.html>
5. <http://www.gosthelp.ru/text/GOST2732287Energobalanspr.html>

Альтернативные варианты расширения котельной КАОА «Азот»

Сычева К.А.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: sychevaxenia@gmail.com

Одной из главных задач обеспечения устойчивой работы промышленного предприятия является его непрерывное снабжение электрической и тепловой энергией. В условиях массового старения энергетического и электросетевого оборудования решение этой задачи приобретает особую актуальность. Кроме того, потребление энергии возрастает с каждым годом, и имеющиеся мощности уже не справляются с нагрузками. В условиях роста цен на электроэнергию и тепло растут издержки и снижается доход предприятия. Решением возникшей проблемы является строительство собственной генерации.

В настоящее время строительство собственных электрогенерирующих центров, позволяет повысить управляемость электроэнергетикой предприятия, снизить затраты на выработку электроэнергии, обеспечить энергосбережение. Важным следствием использования энергоисточника является независимое снабжение электроэнергией промышленных предприятий, организация независимого резервного источника электроэнергии.

Существует ряд причин перехода с традиционной централизованной системы

энергоснабжения на автономное — это высокие тарифы на электроэнергию и тепло, длительность или невозможность технологического присоединения к сетям, отсутствие необходимых инвестиций на строительство новых крупных ТЭЦ. Автономность ТЭЦ, производящих электроэнергию и тепло непосредственно на месте потребления, гарантирует отсутствие сбоев или аварийных отключений, которые нельзя предотвратить в условиях изношенности электрических и тепловых сетей централизованной системы. [1]

Кемеровское ОАО "Азот" (КОАО "Азот") одно из крупнейших предприятий химической промышленности России, выпускающее более 40 наименований продукции и обеспечивающее минеральными удобрениями сельское хозяйство Сибири и Средней Азии, выполняет большую программу экспортных поставок в страны Западной Европы, Азиатско-Тихоокеанского региона, Америки, Китая.

В настоящее время для обеспечения технологических нужд предприятие использует пар вырабатываемый паровыми котлами, установленными на территории предприятия, основным топливом которого является природный газ, пар вырабатываемый внешним источником Ново-Кемеровской ТЭЦ. Отопительная нагрузка покрывается Ново-Кемеровской ТЭЦ по расчетному тепловому графику 150/70 °С и электроснабжение осуществляется от внешней электрической сети.

Основной задачей строительства энергоисточника является обеспечение нужд КОАО Азот в электрической и тепловой энергии в виде пара и горячей воды.

Современные и перспективные технологии можно разделить на три направления: котельные технологии (вихревое сжигание, плазменный розжиг, подсветка при сжигании угля, его термopодготовка, получение из угля и использования композитного топлива, газификация угля в шлаковом расплаве, котельная кольцевая топка), станционные технологии (газотурбинные надстройки, турбинные экономайзеры), технологии комбинированного теплоснабжения (с внутриквартальными установками теплоснабжения – тепловыми насосами и ВДВС). [2,3]

Вместе с тем эти технические решения пока не нашли широкого применения в отечественной энергетике в виду того, что они требуют научно-технической и инжиниринговой проработки, доведения до промышленной эксплуатации, дополнительных затрат на внедрение. Это часто ограничивает их выбор в качестве вариантов строительства новой генерации.

Поэтому в статье предлагаются традиционные варианты строительства энергоисточника и разработаны технические предложения по замещению тепловой энергии, потребляемой от Ново-Кемеровской ТЭЦ, с выработкой электрической энергии по тепловому графику непосредственно на собственной котельной. Строительство обусловлено ограниченными возможностями существующих источников электроэнергии и тепла при расширении мощностей предприятия. Выбор оборудования в пользу традиционных теплоэлектроцентралей обусловлен их широкой апробацией, повседневным применением в рамках существующей энергетической системы и не требует существенных изменений в действующей инфраструктуре.

В качестве основного топлива для сжигания на новом энергоисточнике КОАО Азот предлагается уголь Соколовского каменноугольного месторождения Ерунаковского геологоэкономического района Кузбасса. Привязка энергоисточника к месту добычи топлива является одним из преимуществ строительства ТЭЦ на угле.

В таблице 1 представлены три варианта строительства.

Таблица 1. Состав основного оборудования ТЭЦ по вариантам строительства

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
Паровая турбина							
1	Тип паровой турбины	ПТ-65-12,8	P-50-12,8	ПТ-30-8,8	P-25-8,8-2	SST-400	P-25-8,8-2
2	Количество,шт	1	1	1	1	1	1
3	Производитель	ОАО «Силловые машины»		ОАО «КТЗ»		Siemens	ОАО «КТЗ»

Паровой котел				
4	Тип парового котла	Е-360-13,8-560КТ	Е-320-9,8-540КТ	Е-320-9,8-540КТ
5	Количество котлов,шт	3	3	3
6	Производитель	ОАО «ЗИО», г. Подольск		
Суммарные показатели				
7	Установленная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	115	55	80
8	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, МВт	100	70	70
9	Расход пара на производственный отбор, т/ч	650	550	550

Принципиальная тепловая схема (рис.1) для всех трех вариантов имеет одинаковый вид.

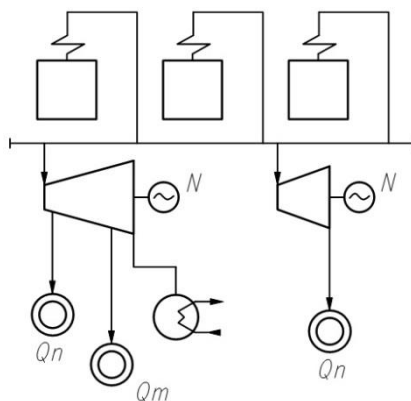


Рис.1 . Принципиальная тепловая схема ТЭЦ

Разработана методика исследования, которая заключается в составлении уравнений энергетических, материальных, тепловых, расходных балансов. Кроме того методика учитывает температурные графики отпуска теплоты потребителю, комбинированную выработку электрической энергии и теплоты, оценку удельных расходов топлива на отпускаемую продукцию при пропорциональном разнесении затрат на топливо и оценки воздействия выбросов на окружающую среду.[4,5]

В таблице 2 представлены результаты предварительных расчетов эффективности альтернативных вариантов.

Таблица 2. Предварительные результаты расчетов альтернативных вариантов

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Годовая выработка э/э, млн. кВт ч	606,9	291,9	422,4
Годовой расход топлива, тыс. т.у.т:			
- на производство электроэнергии	150,7	81,1	77,5
- на производство тепла	160,7	172,2	166,4
Удельный расход условного топлива:			
- на отпуск э/э, г.у.т./кВт ч	276	309	295
- на отпуск тепла, кг/Гкал	140	150	145

Таким образом, представлены альтернативные варианты расширения котельной КООА «Азот» с предварительными результатами расчета эффективности.

Список литературы:

1. Дж. Ньюшлос, И. Ю. Ряпин. Тенденции развития распределенной генерации. // Энергосбережение – 2012. - №7 – С. 18-26.
2. Комплексное исследование ТЭС с новыми технологиями: Монография/ П.А. Щинников, Г. В. Ноздренко, В. Г. Томилов и др.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.-528 с. –(Серия «Монографии НГТУ»)
3. Эффективность пылеугольных ТЭЦ с новыми экологообеспечивающими технологиями / В. Г. Томилов, П.А. Щинников, Г. В. Ноздренко и др. –Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999.-97 с.
4. Расчет тепловых схем паротурбинных ТЭС / Новосиб. гос. техн. ун-т ; [сост. : О. К. Григорьева, О. В. Боруш]. - Новосибирск : Изд-во НГТУ , 2010.
5. Щинников П.А. Оценка воздействия вредных выбросов в атмосферу. Методические указания к РГР. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2000. – 22 с.

Рентгенометрия в проблемах установления температуры эксплуатации труб

Любимова Л.Л., Таилов А.А., Фисенко Р.Н., Артамонцев А.И.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
lll@tpu.ru*

Металл труб теплоэнергетического оборудования работает в условиях тепловой неравномерности и ползучести, поэтому любая разрабатываемая конструкция должна базироваться на научно-обоснованных оценках температуры эксплуатации.

В настоящее время температура эксплуатации устанавливается по условиям жаропрочности [1]. Другой распространенный подход заключается в определении эквивалентной температуры эксплуатации труб, исходя из расчетного ресурса по допускаемым напряжениям [2].

Цель настоящей работы – экспериментальное обоснование эксплуатационно-безопасной температуры стенки трубы на основе микрохарактеристик материала, отражающих структурно-фазовые превращения в металле.

К микрохарактеристикам отнесены параметр элементарной ячейки и связанные с ним зависимости от температуры коэффициентов линейных термических расширений (КЛР) кристаллических решеток.

В качестве используемой методики применен распространенный в экспериментальной практике прием термоциклирования. За базовый метод исследований выбран метод рентгеновской дифракции.

Коэффициент линейных термических расширений элементарной кристаллической решетки определяют по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{a_{cp}} \cdot \left(\frac{a_{t_i}^{cop} - a_{t_{i-1}}^{хол}}{t_i - t_{i-1}} \right),$$

где $a_{t_i}^{cop}$ – параметр элементарной кристаллической решетки образца при температуре t_i ; $a_{t_{i-1}}^{хол}$ – параметр элементарной кристаллической решетки для холодного состояния образца предыдущего термоцикла; t_i – температура термоциклирования; t_{i-1} – температура предыдущего термоцикла; $a_{cp} = (a_{t_i}^{cop} - a_{t_{i-1}}^{хол})/2$ – среднее значение параметров элементарной кристаллической решетки образца.

Термоциклирование, имитирующее процесс форсированного искусственного старения стали, выполнено в работе в виде двух термоциклов (рис. 1, 2). Для этого подготовленный образец подвергают первому термоциклированию, на основе которого вычисляют КЛР элементарной кристаллической решетки. Результаты вычислений первого термоциклирования графически обрабатывают в координатах «коэффициент линейных термических расширений элементарной кристаллической решетки – температура» (рис. 1,а; 2,а). Затем эту операцию повторяют для второго термоциклирования (рис. 1,б; 2б). По двум полученным зависимостям определяют

безопасные диапазоны температур, на основе которых при учете реальных градиентов устанавливают величину температуры эксплуатации элемента котельного оборудования.

Метод иллюстрируется на примерах сталей Ст10 и Ст20.

В процессе термоциклирования (рис. 1, 2) установлено, что исследуемые стали обнаруживают при определенных температурах два важных эффекта: аномальные расширения элементарных кристаллических решеток и отрицательные дилатации (отрицательную ползучесть).

Эффект аномальных расширений кристаллических решеток заслуживает внимания при анализе таких повреждений как растрескивание коллекторов парогенераторов, смятие поверхностей нагрева, перекосы, выгибание трубопроводов, заклинивание, нарушение уплотнения запорных органов, наблюдаемых в условиях переменных тепловых режимов при наличии градиентов температур, что связывается с возникновением непроектных напряжений и их неоднородной концентрацией в узлах и деталях, снижающих выносливость элементов теплоэнергетического оборудования вследствие развития процессов усталости и разрушения.

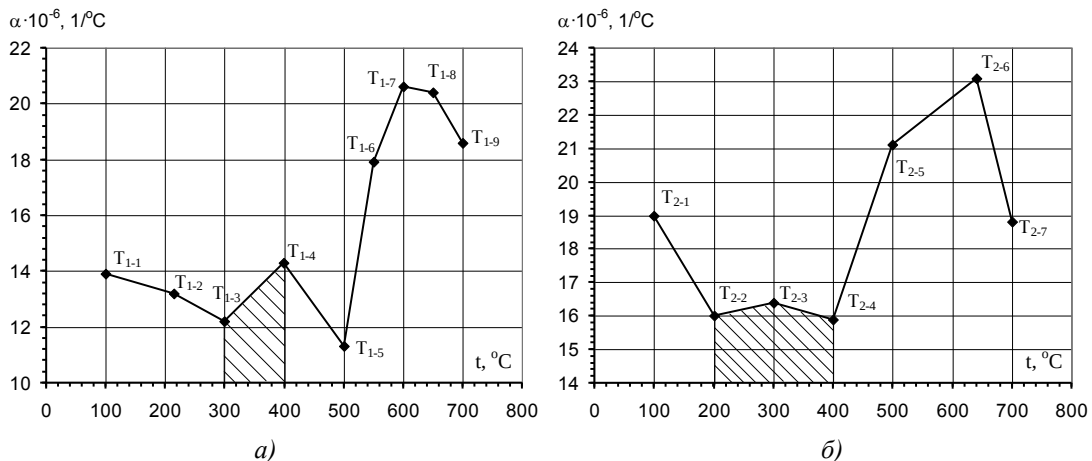


Рис. 1. Зависимость термических расширений кристаллических решеток стали 10 от температуры: а) первый термоцикл, б) второй термоцикл

Опасность снижения прочности элемента оборудования может происходить не только вследствие концентрации напряжений, но и при отрицательных дилатациях кристаллических решеток. Эффект уменьшения размера кристаллической решетки при повышении температуры свидетельствует о разрывах межатомных связей, нарушениях атомно-кристаллической структуры материала вследствие возникновения микротрещин на размерном уровне, соответствующем межатомным расстояниям кристаллической решетки. Итогом таких проявлений будет межкристаллитная коррозия и коррозионное растрескивание под напряжением.

Оба эффекта снижают сопротивляемость усталости, а температуры проявления этих эффектов представляются эксплуатационно-опасными и не способствуют обеспечению длительной прочности материала при эксплуатации.

На этом основании по двум полученным зависимостям (рис. 1, 2) определяют безопасные диапазоны температур. При учете реально действующих градиентов устанавливают величину температуры эксплуатации элемента котельного оборудования следующим образом.

На основе результатов первого термоциклирования для стали Ст10 (рис. 1, а) выделяют 5 диапазонов температур: 100–300 °С (T_{1-1} – T_{1-3}), 300 – 400 °С (T_{1-3} – T_{1-4}), 400–500 °С (T_{1-4} – T_{1-5}), 500–600 °С (T_{1-5} – T_{1-7}) и 600–700 °С (T_{1-7} – T_{1-9}). В диапазонах температур 100–300 °С (T_{1-1} – T_{1-3}), 400–500 °С (T_{1-4} – T_{1-5}) и 600–700 °С (T_{1-7} – T_{1-9}) КЛР элементарной кристаллической решетки уменьшается с ростом температуры, что свидетельствует о наличии отрицательной ползучести. Эксплуатация элементов котельного оборудования в этих диапазонах температур не может считаться безопасной. В диапазоне температур 500–600 °С (T_{1-5} – T_{1-7}) происходит резкое увеличение КЛР элементарной кристаллической решетки образцов с $11,3 \cdot 10^{-6}$ до $20,6 \cdot 10^{-6} 1/^{\circ}\text{C}$, что может привести к формоизменению элемента, раздутию с утонением стенки и потерей прочности. Эксплуатация элементов котельного оборудования в этом диапазоне температур также не может считаться безопасной. Диапазон температур 300–400 °С (T_{1-3} – T_{1-4}), в котором КЛР элементарной кристаллической решетки несущественно увеличивается с ростом температуры, принимают за безопасный для первого термоцикла.

На основе результатов второго термоциклирования (рис. 1, б) выделяют 4 диапазона температур: 100–200 °С (T_{2-1} – T_{2-2}), 200–400 °С (T_{2-2} – T_{2-4}), 400–640 °С (T_{2-4} – T_{2-6}) и 640–700 °С (T_{2-6} – T_{2-7}). В диапазонах температур 100–200 °С (T_{2-1} – T_{2-2}) и 640–700 °С (T_{2-6} – T_{2-7}) КЛР элементарной кристаллической решетки образцов уменьшается с ростом температуры. Эксплуатация элементов котельного оборудования в этих диапазонах температур не может считаться безопасной. В диапазоне температур 400–640 °С (T_{2-4} – T_{2-6}) происходит резкое увеличение КЛР элементарной кристаллической решетки образцов с $15,9 \cdot 10^{-6}$ до $23,1 \cdot 10^{-6}$ 1/°С, что может привести к формоизменению элемента, раздутию с утонением стенки и потерей прочности. Эксплуатация элементов котельного оборудования в этом диапазоне температур не может считаться безопасной. Диапазон температур 200–400 °С (T_{2-2} – T_{2-4}) принимают за безопасный для второго термоцикла.

Общим безопасным диапазоном температур для двух термоциклов является 300–400 °С.

Особенностью работы элементов котельного оборудования является нестационарность теплового режима, что приводит к возникновению значительных градиентов температур (± 50 °С) во время эксплуатации [3]. При этом величина температуры эксплуатации экранной трубы из стали Ст 10 с учетом существующих в реальных условиях эксплуатации градиентов котельного оборудования (± 50 °С) составляет 350 °С.

Полученное значение температуры подтверждается опытом эксплуатации элементов котельного оборудования из стали Ст 10, согласно которому данная сталь используется в котлостроении для изготовления экранов в топочной камере котлоагрегата, штамповок, поковок, трубопроводов котлов высокого давления для длительной работы при температурах, не превышающих 350 °С [1].

Аналогично определяют безопасные диапазоны температур для стали Ст.20 (рис. 2).

На основе результатов первого термоцикла (рис.2,а) выделяют 6 диапазонов температур: 100–200 °С (T_{3-1} – T_{3-3}), 200–250 °С (T_{3-3} – T_{3-4}), 250–350 °С (T_{3-4} – T_{3-6}), 350–450 °С (T_{3-6} – T_{3-8}), 450–500 °С (T_{3-8} – T_{3-9}) и 500–700 °С (T_{3-9} – T_{3-12}).

В диапазонах температур 100–200 °С (T_{3-1} – T_{3-3}), 250–350 °С (T_{3-4} – T_{3-6}) и 500–700 °С (T_{3-9} – T_{3-12}) КЛР элементарной кристаллической решетки проявляет отрицательную ползучесть.

В диапазоне температур 450–500 °С (T_{3-8} – T_{3-9}) наблюдается аномальное расширение элементарной кристаллической решетки образцов с $14,6 \cdot 10^{-6}$ до $20,4 \cdot 10^{-6}$ 1/°С, что может привести к формоизменению конструкционного элемента.

Диапазоны температур 200–250 °С (T_{3-3} – T_{3-4}) и 350–450 °С (T_{3-6} – T_{3-8}), в которых КЛР элементарной кристаллической решетки проявляет стабильность, принимают за безопасные для первого термоцикла.

На основе результатов второго термоциклирования (рис.2, б) выделяют 7 диапазонов температур: 100–150 °С (T_{4-1} – T_{4-2}), 150–200 °С (T_{4-2} – T_{4-3}), 200–250 °С (T_{4-3} – T_{4-4}), 250–300 °С (T_{4-4} – T_{4-5}), 300–400 °С (T_{4-5} – T_{4-7}), 400–450 °С (T_{4-7} – T_{4-8}) и 450–700 °С (T_{4-8} – T_{4-10}).

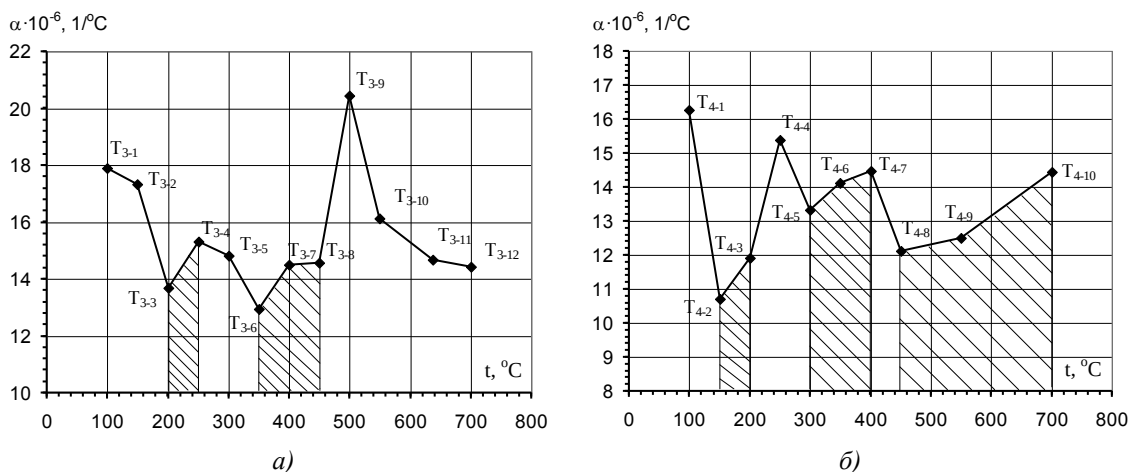


Рис. 2. Зависимость термических расширений кристаллических решеток стали 20 от температуры: а) первый термоцикл, б) второй термоцикл

Диапазоны температур 100–150 °С (T_{4-1} – T_{4-2}), 250–300 °С (T_{4-4} – T_{4-5}) и 400–450 °С (T_{4-7} – T_{4-8}) исключаются в связи с отрицательной ползучестью. Диапазон температур 200–250 °С (T_{4-3} – T_{4-4})

характеризуется аномальным поведением элементарной кристаллической решетки образцов с $11,9 \cdot 10^{-6}$ до $15,4 \cdot 10^{-6}$ $1/^\circ\text{C}$. Диапазоны температур 150-200 $^\circ\text{C}$ (T_{4-2} – T_{4-3}), 300-400 $^\circ\text{C}$ (T_{4-5} – T_{4-7}) и 450-700 $^\circ\text{C}$ (T_{4-8} – T_{4-10}), в которых КЛР элементарной кристаллической решетки несущественно увеличивается с ростом температуры, принимают за безопасные для второго термоцикла.

Общим безопасным диапазоном температур для двух термоциклов является 350-400 $^\circ\text{C}$.

При этом величина температуры эксплуатации труб экономайзера из стали Ст 20 с учетом существующих в реальных условиях эксплуатации градиентов котельного оборудования (± 50 $^\circ\text{C}$) составляет 375 $^\circ\text{C}$ [1].

Полученное значение температуры подтверждается опытом эксплуатации элементов котельного оборудования из стали Ст 20, согласно которому температура наружной стенки элемента котельного оборудования не должна превышать 450-500 $^\circ\text{C}$ [4].

Список литературы:

1. Стали и сплавы для высоких температур: Справ. изд. В 2-х кН. Кн.1./ С.Б. Масленков, Е.А. Масленкова – М.: Металлургия, 1991, 383 с.
2. Исследование предела длительной прочности стали марки ДИ59 пароперегревателей котла типа ТПЕ-216М Харанорской ГРЭС – Электрические станции.– 2014, №10.– С.27– 31.
3. Вайнман А.Б., Школьников Б.Э., Смиян О.Д., Жабров А.В. Механизмы и причины «нетрадиционных» повреждений труб пароперегревателей котлов энергоблоков сверхкритического давления // Электрические станции. – 2010. – № 7. – С. 15–32.
4. РД 10-249-98 Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды.

Работа поддержана грантом РФФИ № 15-08-99544а

Выявление основных групп факторов, которые влияют на повышение эффективности энергоблоков ПГУ посредством снижения затрат электроэнергии на собственные нужды для обеспечения работы котла-утилизатора

Хуторненко С. Н., Фурсов И.Д., Жуков Е.Б.

Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова, Россия, г. Барнаул

E-mail: sergeykhutornenko@gmail.com

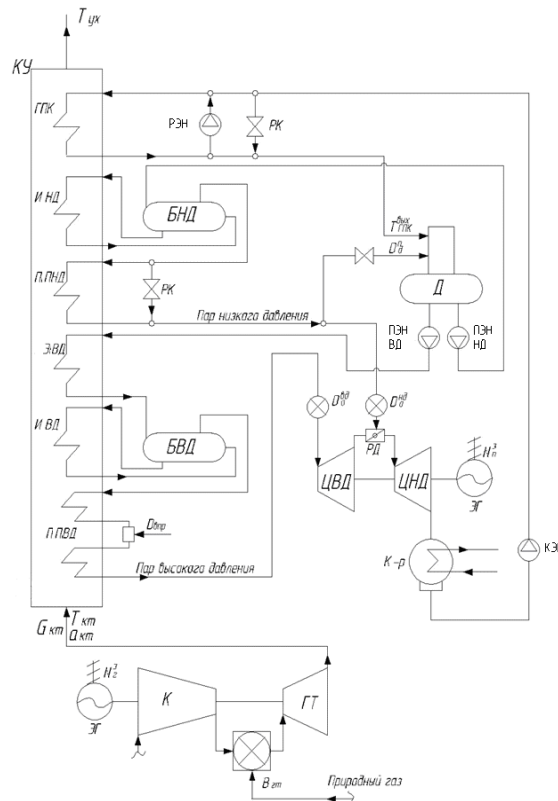
Для введения новых мощностей по выработке тепловой и электрической энергии в настоящее время широко распространены энергоблоки комбинированного цикла (парогазовые установки - ПГУ). Среди основных целевых индикаторов и показателей технологической подпрограммы “Модернизация тепловых электростанций на период до 2020 года” предусмотрено доведение установленной мощности газовых ТЭС на основе передовых технологий (ПГУ и ГТУ) с 6600 до 50900 МВт в 2020 году [2]. В состав современных ПГУ входят: газовая турбина (ГТ), котёл-утилизатор (КУ), паровая турбина (ПТ).

Для выявления основных групп факторов, которые влияют на процесс повышения эффективности ПГУ посредством снижения затрат электроэнергии на собственные нужды для обеспечения работы котла-утилизатора за основу для исследования был принят энергоблок ПГУ-230. Согласно классификации по действующей нормативной документации [5] данный энергоблок представляет собой двухвальный моноблок в состав основного оборудования, которого входят:

- одна газотурбинная установка типа ГТЭ-160, подробно описана в [9];
- котёл-утилизатор типа Е-236/40,5-9,3/1,5-514/299-13,5вв, конструкция подобного котла-утилизатора приведена в источнике [4];
- одна паровая турбина типа Т-63/76-8,8, подробно описана в [3].

Принципиальная схема энергоблока представлена на рисунке 1.

Одним из возможных путей повышения эффективности выработки электроэнергии на ТЭС является снижения затрат электроэнергии на собственные нужды. Поскольку данная работа посвящена исследованиям в области котлов-утилизаторов, то поиск путей снижения затрат на собственные нужды тесно связан с изменением тепловой схемы котла-утилизатора с целью снижения количества электропотребителей. Анализ приведённой на рисунке 1 теплогидравлической схемы котла-утилизатора показывает, что основными электропотребителями для обеспечения нормального протекания технологических процессов, в схеме котла-утилизатора являются электроприводы арматуры, питательных электронасосов и насоса рециркуляции конденсата. С учётом того, что первые две из перечисленных группы электропотребителей являются неотъемлемыми для обеспечения бесперебойной работы котла-утилизатора, а насос



Далее приведены графические зависимости давления создаваемого КЭН, перепада давления на РЭН, мощности РЭН, мощности КЭН от температуры конденсата за конденсатором паровой турбины (рисунок 2). Графики построены на основании данных приведенных в таблице 1. Из графика видно, что максимальные энергозатраты на привод РЭН и КЭН достигаются при наименьшем значении температуры конденсата (25 °С). Это объясняется тем, что требуется большее количество тепловой энергии на подогрев конденсата перед подачей его в поверхность нагрева, что приводит к увеличению суммарного расхода конденсата через поверхность нагрева ГПК, который равен сумме расходов конденсата на КУ и на рециркуляцию.

В качестве альтернативы традиционной схеме тракта ГПК автором предложена схема включения поверхностей нагрева с исключением системы рециркуляции конденсата, данная схема представлена на рисунке 3.

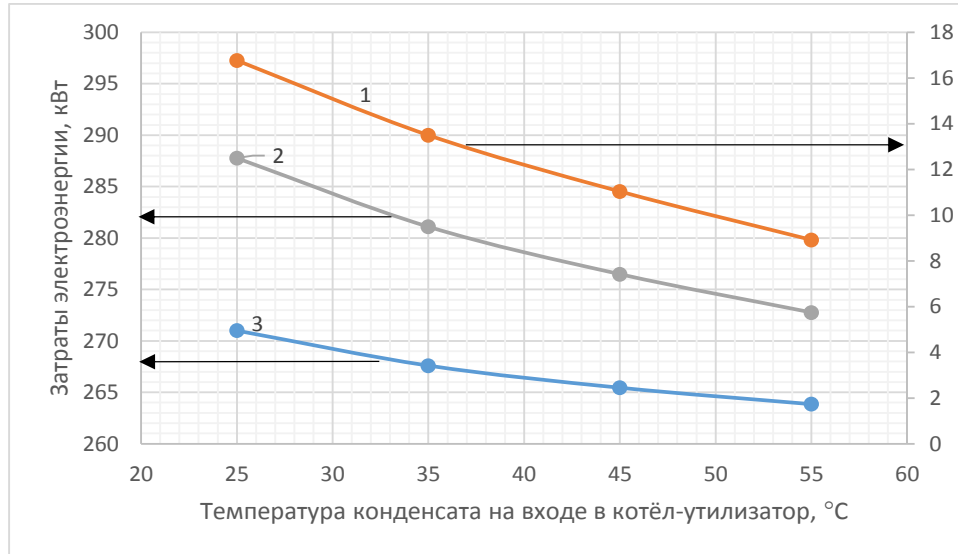


Рис. 2. Зависимость изменения нагрузки КЭН и РЭН от температуры конденсата
1-Затраты электроэнергии на привод РЭН; 2-Затраты электроэнергии на привод КЭН и РЭН; 3-Затраты электроэнергии на привод КЭН.

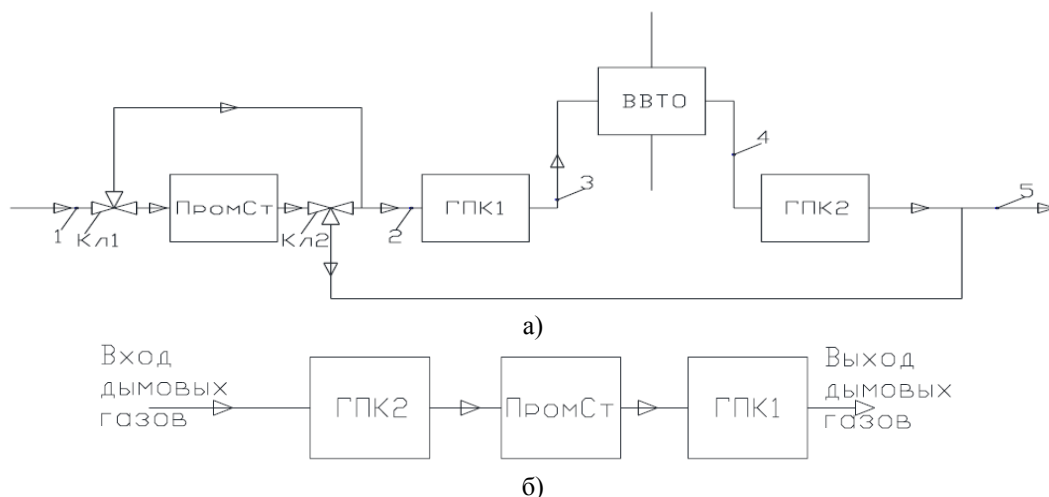


Рис. 3. Альтернативная схема включения поверхностей нагрева ГПК
а – гидравлическая схема; б – схема расположения поверхностей нагрева в газовом тракте

Альтернативность предлагаемой автором технологической схемы ГПК заключается в том, что из тракта ГПК исключается система рециркуляции конденсата. Основной идеей этой схемы является исключение из теплогидравлической схемы тракта ГПК системы рециркуляции и введение промежуточной ступени для предварительного подогрева части конденсата и смешением с основным конденсатом перед подачей в КУ. Подробное описание предлагаемой автором схемы и

исследование эксплуатационных характеристик приводятся в [6,7].

Список литературы:

1. Буров В. Д. Тепловые электрические станции: учебник для вузов. / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др.; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. — 3-е изд., стереот. — М.: Издательский дом МЭИ, 2009. — 466 с.
2. Волков Э. П. Развитие электроэнергетики России / В. А. Баринов, Маневич. А. С., Сапаров М. И. // Электрические станции, 2013 №3с. 3-8.
3. Паровая турбина Т-63/76-8,8 для парогазовой установки ПГУ-230 [Электронный ресурс] // Режим доступа: http://www.utz.ru/cgi-bin/catalog/viewpos.cgi?in_id=30
4. Платонов В. А. Особенности проектирования и строительства энергоблоков ПГУ при реконструкции действующих ТЭЦ / В. А. Платонов, М. В. Елисеев, П. Ю. Коваленко к.т.н., Н. Г. Зыкова к.т.н., Н. В. Геммерлинг, Е. Е. Русских // Сборник докладов каталог конф. "Реконструкция энергетики - 2013".- М., 2013. - С. 23-26.
5. СТО 70238424.27.100.007-2008. Парогазовые установки. Условия поставки. Нормы и требования. М.: НП "ИНВЭЛ", 2008.
6. Хуторненко С. Н. Разработка альтернативной схемы включения поверхностей нагрева газового подогревателя конденсата для котла-утилизатора / С. Н. Хуторненко, И. Д. Фурсов, Г. П. Пронь // Вестник алтайской науки. 2014.– № 4.– с. 350 - 352.
7. Хуторненко С. Н. Исследование режимов работы газового подогревателя конденсата с применением альтернативной схемы включения поверхностей нагрева / С. Н. Хуторненко, И. Д. Фурсов, Г. П. Пронь // Вестник алтайской науки. 2014.– № 4.– с. 346-349.
8. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов; Под ред. С. В. Цанева. М.: Издательство МЭИ, 2002 – 584 с.
9. Энергетическая газотурбинная установка ГТЭ-160 / ОАО «Силовые машины». - М., 2007. – 6 с.
10. Эсмел Гийом Исследование тепловых схем ПГУ КЭС с выбором оптимальных режимов работы для условий Кот Д'Ивуара: дисс. ...канд. техн. наук: 05.14.14/ Эсмел Гийом. – М., 2014. – 124 с.

Чувствительность внутренних напряжений к процессам старения теплообменных поверхностей нагрева котлов

Любимова Л.Л., Таилыков А.А., Фисенко Р.Н., Часовников Н.В.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
lll@tpu.ru*

При эксплуатации теплоэнергетического оборудования в структуре металла постоянно протекают процессы, связанные с распадом твердых растворов, которые проявляются возникновением внутренних структурных напряжений I и II рода. Они отражают структурное состояние, определяют реальную прочность и могут сравниваться с механическими характеристиками прочности для данного металла. Микроструктурные характеристики в виде напряжений I и II рода обычно не учитываются в расчетах на прочность и оценках устойчивости структур.

В этой связи цель настоящей работы – установление влияния внешних механических циклических нагрузок на перераспределение внутренних структурных напряжений.

Для исследований выбрана трубная сталь 12Х1МФ, применяемая для изготовления экранов, коллекторов, пароперегревателей и других многопетлевых змеевиковых поверхностей нагрева, после естественного старения в нормальных условиях в течение порядка 14 лет.

Методика испытаний сводилась к имитации условий эксплуатации под воздействием внешних механических деформаций и выполнению последовательности двух операций: циклическое механическое деформирование – рентгеноструктурный анализ (РСА).

Циклическое механическое деформирование проводилось путем гидравлического прессования с повышением нагрузки на деформируемый образец в каждом очередном цикле нагружения для создания условий форсированного старения за счет интенсификации процессов локальных разрушений.

Для целей рентгенодиагностики внутренних напряжений применялся рентгеновский дифрактометр Дрон-3,0, оснащенный монохроматором для медного излучения трубки с целью исключения влияния на ширину профиля дифракционной линии $\lambda K\alpha_1$ и $\lambda K\alpha_2$ длин волн К-серии. Полученная таким образом длина волны излучения составляла $\lambda K\beta = 1,39217 \text{ \AA}$.

Для рентгеновского анализа выбирались две дифракционные линии. Область когерентного рассеяния D устанавливалась по первой дифракционной линии [1]:

$$D = \frac{0,94\lambda}{m_1 \cos \theta_1}.$$

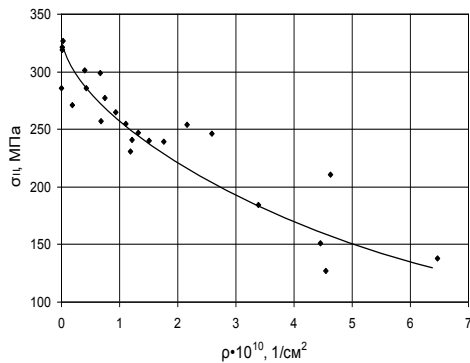
Величина микронапряжений определялась по линии с большими индексами интерференции [1]:

$$\sigma_{II} = \frac{n_2}{4tg\theta_2} \cdot E.$$

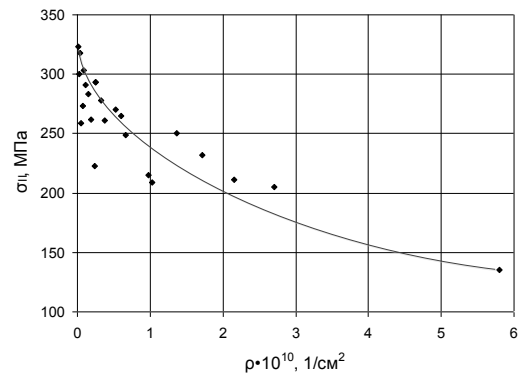
Экспериментальные результаты влияния различных степеней деформации на перераспределение внутренних напряжений представлены на рис. 1, 2.

Представляется целесообразным начать обсуждение полученных результатов с некоторых сопоставлений (рис. 3,4,5) [1,2,3]. На рис. 3 представлены результаты термоциклического старения образца стали 12Х1МФ. Видно, что плотность дислокаций исходного образца составляла порядка $9 \cdot 10^{11}$ 1/см², а у образца, состаренного в процессе термоциклирования, она значительно уменьшается и изменяется от 0,38 до $4,5 \cdot 10^{11}$ 1/см².

На рис. 4 представлены результаты для холодного образца после соответствующих в процессе термоциклирования нагревов. Кривые (рис. 4) показывают, что низкий отжиг (кривая 1 на рис. 4), начиная с 325 °С, и более высокий отжиг (кривая 2 на рис. 4) вплоть до температуры 680 °С не способствуют возврату свойств до исходного состояния. Таким образом, результатом форсированного старения термоциклированием явилось уменьшение плотности дислокаций и, как следствие, охрупчивание.

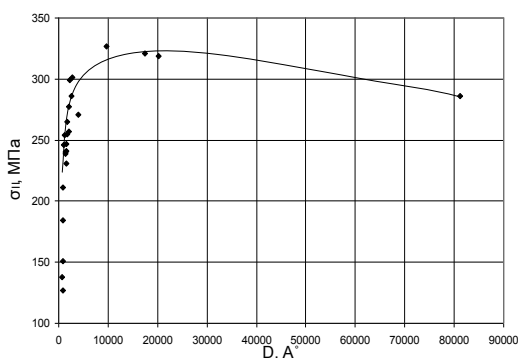


а)

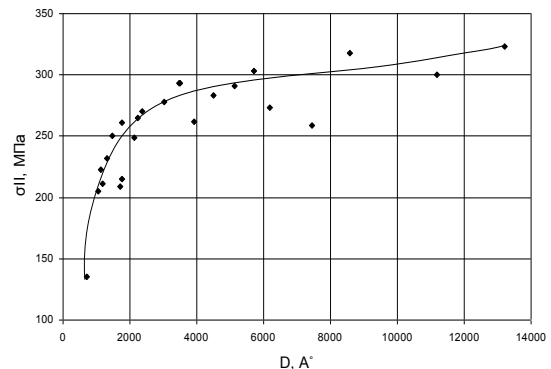


б)

Рис.1 Зависимость внутренних напряжений II рода σ_{II} от плотности дислокаций при холодном циклическом деформировании: а – внутренняя сторона стенки трубы пароперегревателя; б – наружная сторона



а)



б)

Рис.2 Зависимость внутренних напряжений II рода σ_{II} от размера зерна при холодном циклическом деформировании: а – внутренняя сторона стенки трубы пароперегревателя; б – наружная сторона

На рис. 5 проиллюстрированы экспериментальные результаты о характере перераспределения внутривнутренних напряжений в процессе коррозионных испытаний [2,3]. Исходные образцы в количестве 16 штук (кривая 1 на рис.5) были подвергнуты поэтапным коррозионным испытаниям в среде водяного пара в течение года. Результаты первых (кривые 2, 3, 4 рис. 5) и вторых коррозионных испытаний (кривая 5 рис.5) показывают, что процесс коррозии приводит к углублению структурной неустойчивости теплообменной поверхности, что выражается разбросом значений внутренних напряжений от нулевых значений до максимальных порядка 370 МПа, но и сопровождается таким перераспределением структурных дефектов, которое приводит к перемещению базовой кривой 1 в область малых плотностей дислокаций, что, по-видимому, является причиной охрупчивания локальных участков поверхности.

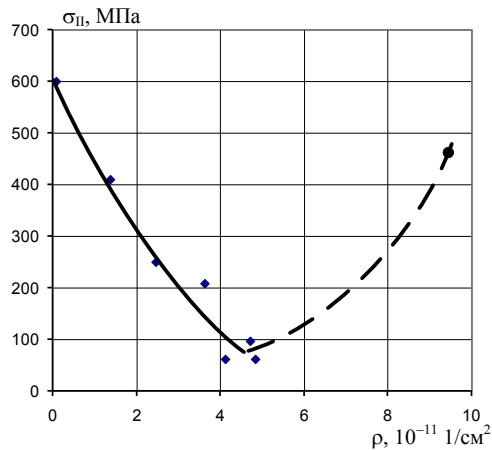


Рис.3. Сталь 12Х1МФ. Испытания термоциклические. Верхняя точка на правой ветви характеризует состояние исходного образца. Левая ветвь кривой соответствует результатам термоциклического старения

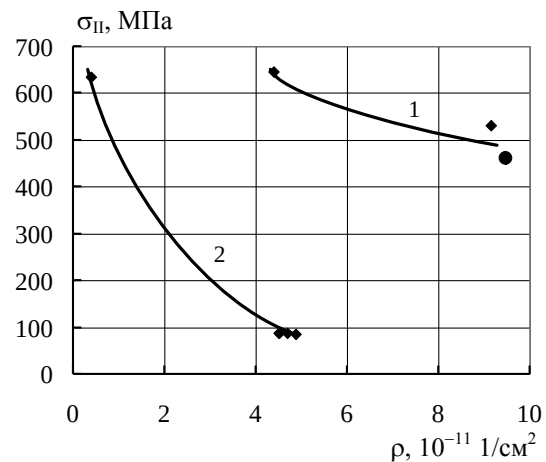


Рис.4. Сталь 12Х1МФ. Зависимость внутренних напряжений от плотности дислокаций после соответствующих рисунку 3 нагревов

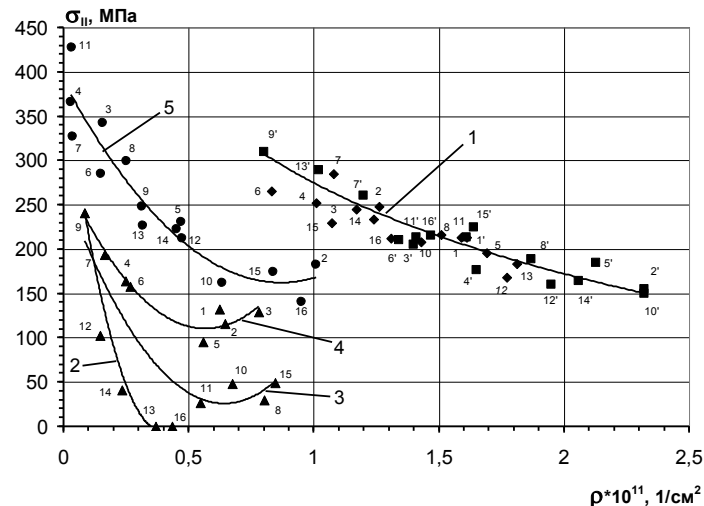


Рис. 5. Зависимость микронапряжений второго рода от плотности дислокаций:

- 1— образцы исходные и после пластического деформирования (♦, ■);
- 2, 3, 4 — после первых коррозионных испытаний (▲);
- 5— после вторых коррозионных испытаний (●)

Возвращаясь к рис. 1, 2, где представлено перераспределение структурных дефектов во внешних силовых полях, отметим следующее:

1 – образец стали 12Х1МФ, подвергнутый внешней деформации, вскрывает неоднородность свойств на внутренней и наружной поверхностях.

На внутренней поверхности стенки трубы пароперегревателя размер зерен при деформации изменяется до 80 000 Å, внутренние напряжения изменяются от 120 до 320 МПа.

На наружной поверхности зерна меньше и при деформации изменяются до 13 000 Å, внутренние напряжения – от 200 до 320 МПа;

2 – плотность дислокаций на обеих поверхностях не только отличается друг от друга, но и как минимум на порядок величины меньше, чем у исходного образца. Из теории дислокаций известно, что при распаде твердых растворов примесные атомы притягиваются как дислокациями, так и дефектами упаковки, создавая атмосферы Коттрелла или (и) Судзуки, которые закрепляют дислокации и являются одной из причин понижения пластичности;

3 – уменьшение плотности дислокаций в процессе старения, разные уровни внутренних напряжений и разнотекстурность поверхностей определяют их неоднородность и различную восприимчивость к процессам усталости.

Полученные результаты применения рентгенометрии в исследованиях напряженно-деформированных состояний хоть и не дают в количественном выражении однозначного ответа на вопрос о влиянии внутренних напряжений на ресурс, но позволяют качественно прогнозировать интенсивность протекания процессов старения, в том числе термического и коррозионного, что, в свою очередь, позволяет давать более эффективные прогнозы относительно остаточного ресурса элементов теплогенератора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Процесс старения в результате механических циклических деформаций приводит к снижению плотности дислокаций, сопровождается ухудшением пластичности и охрупчиванием материала.
2. Снижение пластичности в результате механических циклических деформаций подобно термическому и коррозионному старению.
3. Процесс старения в результате механических циклических деформаций приводит к укрупнению «зерен», снижению их хрупкой прочности и ресурса.

Список литературы:

1. Любимова Л.Л. Основы применения метода высокотемпературной рентгенографии для оценки работоспособности труб паровых котлов/ Л.Л. Любимова, А.С. Заворин, Б.В. Лебедев.– Томск: Изд. СТТ.– 2009.– 220 с.
2. Consideration of Intrastructural Stresses in the Processes Connected with the Effect of Structural Nonuniformity on Corrosion Damages Inflicted to HeatTransfer Tubes/L. L. Lyubimova, A. A. Makeev, A. S. Zavorin, A. A. Tashlykov, A. I. Artamontsev, B. V. Lebedev, and R. N. Fisenko//Thermal Engineering.– 2014.– Vol. 61.– No. 8.– pp. 600–605.
3. Способ определения оптимальной температуры пассивации трубных элементов теплоэнергетического оборудования и устройство для коррозионных испытаний: пат. 2544313 С2 Рос. Федерация: МПК G01N 23/20 (2006.01)/ Л.Л. Любимова, А.С. Заворин, Б.В. Лебедев; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный исследовательский Томский политехнический университет".–№2013120561/28; заявл. 07.05.2013; опубл. 20.03.2015, Бюл. № 8. – с. 14: ил.

Работа поддержана грантом РФФИ № 15-08-99544а

Гибридные полимерные системы для протонпроводящих мембран

Усманов Р.Т., Лебедева О.В.

*Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, г. Иркутск
e-mail: lebedeva@istu.edu*

Наиболее перспективными и экологически чистыми источниками электрической энергии являются топливные элементы. Они способны осуществлять прямое взаимодействие химической энергии в электрическую. Коэффициент полезного действия таких устройств существенно выше, чем двигателей внутреннего сгорания [1-3]. Еще одной немаловажной причиной использования энергосистем на основе топливных элементов является возможность их применения в регионах,

куда доставка электроэнергии, получаемой традиционными способами, существенно затруднена, например, в условиях крайнего севера.

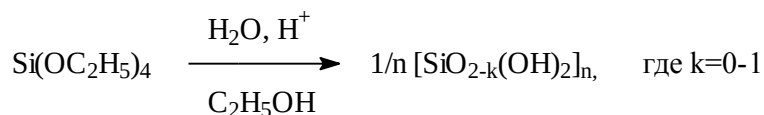
Топливные элементы обладают также и другими преимуществами перед традиционными источниками энергии, такими как небольшие размеры, компактность, малый вес. Они бесшумны в работе, экономичны с точки зрения потребления топлива, а главное абсолютно экологически чистые, поскольку при их работе не происходит выделения вредных веществ в атмосферу [3].

Ключевым узлом топливных элементов является протонпроводящая мембрана. Высокая протонная проводимость не единственное условие, которому должны отвечать мембраны. Конструктивно – технологическое исполнение мембран являются компромиссом многочисленных противоречивых требований. Мембрана должна обладать по возможности меньшей толщиной для уменьшения электрических потерь на собственное сопротивление. С другой стороны, она должна иметь достаточные толщину и однородность, чтобы надежно разделять газовые и топливные потоки на аноде и катоде. Она должна быть электронным изолятором и обладать по возможности наибольшей протонной проводимостью. Мембрана должна быть химически стойкой и совместимой со сложной структурой каталитических, газодиффузионных и контактных слоев, обеспечивая наименьшие потери на интерфейсных границах, не “отравляя” катализаторы в процессе работы во всех диапазонах рабочих температур и влажности [3,4].

Существующие коммерческие мембраны обладают высокой протонной проводимостью, химической и механической устойчивостью, но высокая стоимость и ряд технологических недостатков (таких как резкое уменьшение проводимости при низкой влажности; сравнительно высокая проницаемость мембран по водороду) ограничивают их практическое применение.

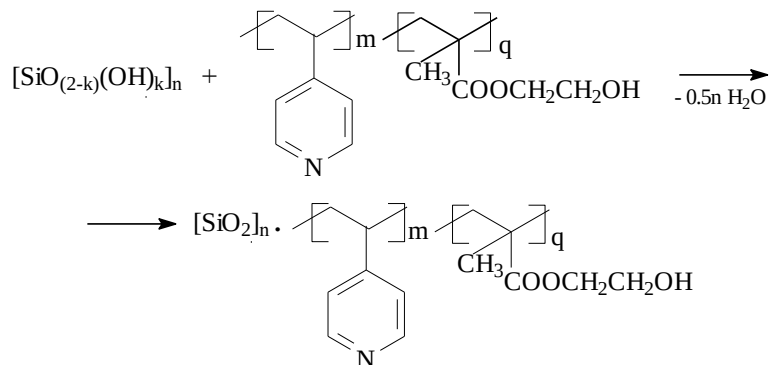
С целью разработки новых гибридных протонпроводящих мембран представляло интерес получение сополимеров 4-винилпиридина с 2-гидроксиэтилметакрилатом и последующее вовлечение их в золь-гель синтез с участием тетраэтоксисилана, формирование эластичных пленок на основе продуктов золь-гель синтеза, определение протонообменной активности и механических характеристик полученных мембран.

В качестве прекурсора для получения органо-неорганических гибридных мембран в работе использовался тетраэтоксисилан (ТЭОС). Участие тетраэтоксисилана в золь-гель процессе преследовало целью образование нерастворимого в воде и органических растворителях продуктов за счет формирования трехмерной силесквioxановой структуры сетчатых полимеров в соответствии с приведенным уравнением:



Повышения протонной проводимости мембран предполагалось добиться при формировании пленок на основе гибридных композитов. Получение исходных растворов композитов, предназначенных для формирования полимерных пленок, осуществляли путем гидролиза ТЭОС в присутствии (со)полимеров из водно-спиртовых растворов в отсутствие катализатора. Роль кремниевого блока таких систем сводится, в основном, к улучшению транспорта протонов.

Образующиеся полиорганисилоксаны содержат значительное число свободных силанольных групп и в смеси с сополимером 4-ВП-ГЭМА представляют собой золи, последующая термическая обработка которых приводит к гелям, состоящим из диоксида кремния, в сетчатую структуру которого прочно интеркалированы макромолекулы органического сополимера:



Золь–гель синтезом с участием таких сополимеров и тетраэтоксисилана получены гибридные мембраны, состоящие из полимерной матрицы, в которой равномерно распределены частицы гидратированного диоксида кремния. Мембраны характеризуются протонной проводимостью до 1.85×10^{-2} См/см, ионообменной емкостью – 2,1 мг-экв/г, термостойкостью – 412 °С, прочностью при разрыве – 55.5 МПа, относительным удлинением – 15 %. Энергия активации протонной проводимости составляет 12 ± 2 кДж/моль.

Гибридные мембраны на основе сополимера 4-винилпиридина с 2-гидроксиэтилметакрилатом и диоксида кремния позволяют рассматривать их как перспективные для дальнейших исследований в качестве мембранных материалов для топливных элементов.

Список литературы:

1. Добровольский Ю.А., Писарева А.В., Леонова Л.С., Карелин А.И. Новые протонпроводящие мембраны для топливных элементов и газовых сенсоров // Альтернативная энергетика и экология. – 2004. – Т.20. – №12. – С.36–41.
2. Иванчев С.С., Мякин С.В. Полимерные мембраны для топливных элементов: получение, структура, модифицирование, свойства // Успехи химии. – 2010. – Т.79. – №2. – С.117–134.
3. Е.А. Захаренко, В.Д. Буров. Эффективная малая энергетика: Топливные элементы // Турбины и дизели. – 2006. – С.40-43.
4. Chesnokova A.N., Lebedeva O.V., Pozhidaev Yu.N., Ivanov N.A., Rzhchitskii A.E. Synthesis and Properties of Composite Membranes for Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells // Advanced Materials Research. – 2014. – V. 884-885. – P. 251-256.

Современное состояние системы централизованного теплоснабжения в РФ

Москалёв И.Л.

Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30

E-mail: moskalew@tpu.ru

Началом развития системы централизованного теплоснабжения (далее СЦТ) в Советском Союзе по многочисленным причинам, как объективного, так и субъективного характера, принято считать 20-е года XX в. Под объективными причинами понимаются экономические и технические аргументы, а под субъективными – стремление к коллективизму. Развитию сетей теплоснабжения способствовал процесс реализации плана ГОЭЛРО, который и по настоящее время считается выдающимся инженерно-экономическим проектом. Мероприятия по строительству и прокладке систем коммуникаций не прерывалась даже во время Второй мировой войны.

Благодаря этим гигантским усилиям к концу XX века (к закату существования СССР) в стране находилось в эксплуатации около 200 тыс. км сетей теплоснабжения, они обеспечивали, обогрев большинства населенных пунктов, среди них были не только крупные или мелкие города, но и поселки.

Государству удалось довольно успешно управлять, ремонтировать и поддерживать в работоспособном состоянии всю эту огромную машину, под названием СЦТ.

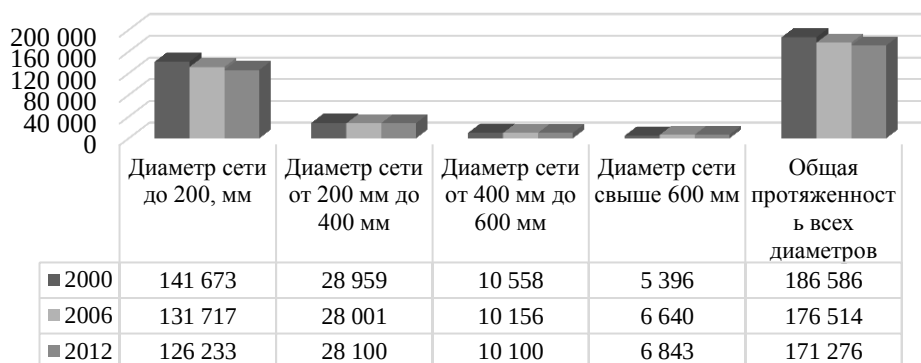


Рис. 1 – Протяженность ТС СЦТ в двухтрубном исчислении (в км)

Начиная с 2000-х годов протяженность сетей СЦТ РФ, постепенно идет на снижение, так за 6 лет с 2000 по 2006 гг. снижение составило 10 072 км (5,4% от протяженности 2000 г.), а за следующую шестилетку – 5 238 км (2,8% от протяженности 2000 г.).

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, 2]

На сегодняшний день около 75% трубопроводов ТС 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 РФ 14-22% от отпуска сетевой воды (подпитки) в год, а фактические тепловые потери в некоторых регионах достигают отметки в 45% от отпуска в сеть. [3, 4]



Рис. 2 – Отказы тепловых сетей по элементам возникновения (в %)



Рис. 3 – Отказы трубопроводов по причинам возникновения (в %)

Повреждения участков трубопровода или оборудования тепловой сети, которые ведут к немедленному отключению поврежденного участка, определяют, как отказ. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловой сети (рисунок 2):

- трубопроводы: сквозные коррозионные повреждения труб; разрывы сварных швов;

- компенсаторы: коррозия стакана; выход из строя грундбоксы;
- арматура: коррозия корпуса или байпаса задвижки; искривление или падение дисков; неплотность фланцевых соединений; засоры, приводящие к негерметичности отключения участков.

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 (до 74% в 1980 г.) является наружная коррозия. Количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб (23%), значительно меньше, чем коррозионных (77%). Основными причинами разрывов сварных швов являются дефекты сварки труб при монтаже (17%).

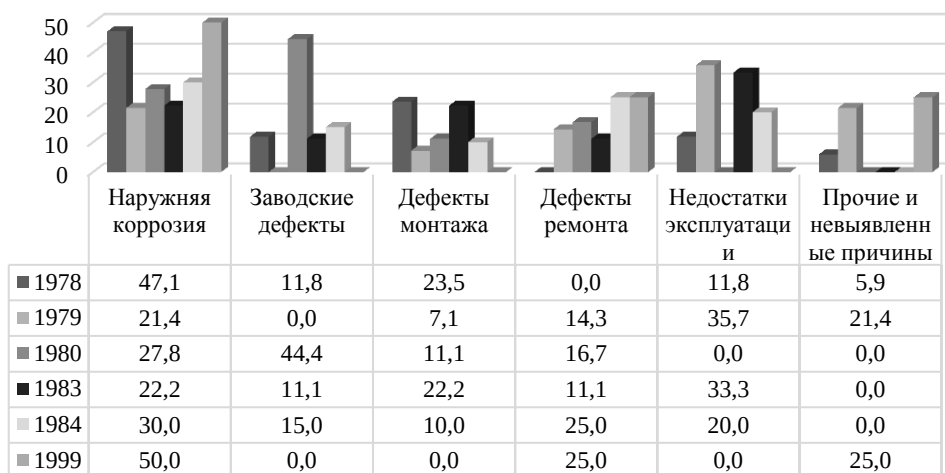


Рис. 4 – Отказы компенсаторов по причинам возникновения (в %)

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 местахгиба трубы как на внутренней сторонегиба, 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 усиленному процессу коррозии.

Причины отказов арматуры разнообразны: 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 не выявленных 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.

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 связаны с нарушением условий эксплуатации или с недоброкачественным обслуживанием.

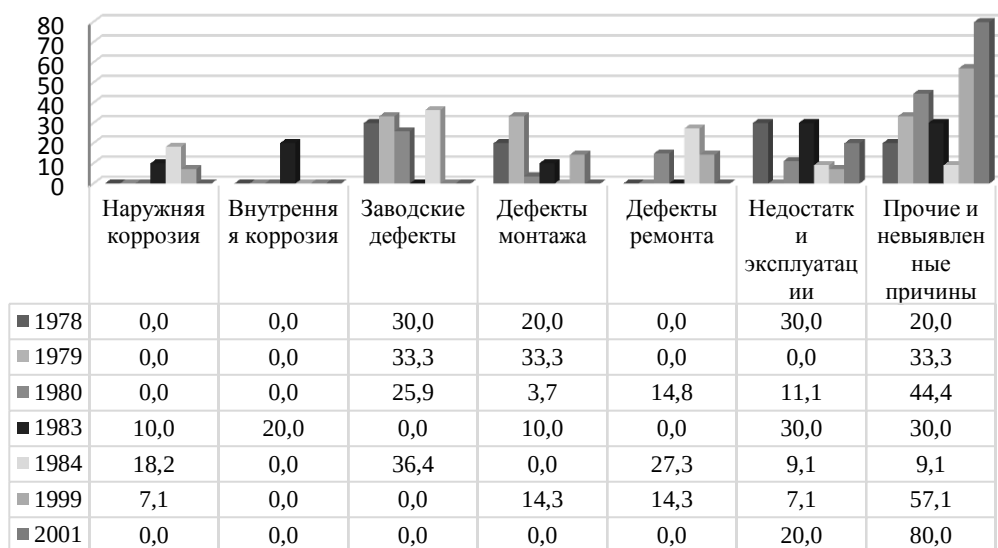


Рис. 5 – Отказы арматуры с распределением по причинам возникновения (в %)

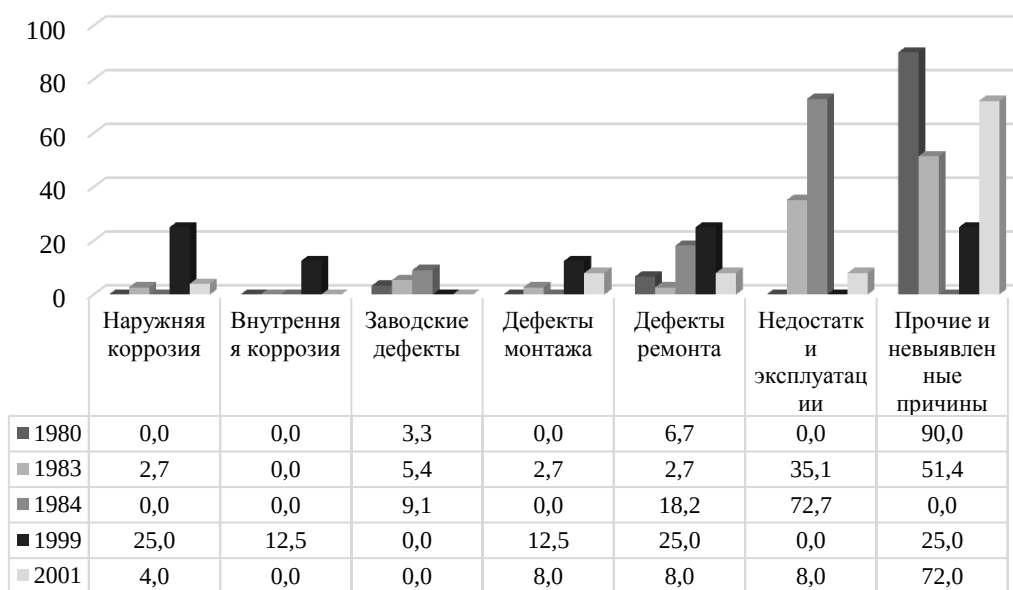


Рис. 6 – Отказы прочих элементов по причинам возникновения (в %)

Таким образом, к 2013 году под воздействием экономических, социальных и внутриполитических факторов, сложилась ситуация, что деградация технического состояния инфраструктуры в сфере теплоэнергетики продолжается.

Потери в российской СЦТ по оценке экспертов составляют 500 млрд рублей ежегодно, это около 1,3% от ВВП России. Дальнейшее продолжение эксплуатации на том уровне, как это делается сейчас, неминуемо приведет к крупным авариям и отказам. Уже сегодня необходимо проводить масштабную модернизацию ТС российского ЖКХ на основании передовых технологических разработках.

Список литературы:

1. Семенов В.Г. Тепловые сети систем централизованного теплоснабжения // Энергосбережение, 2004 № 5. С. 50–52.

2. Топливо-энергетический комплекс России 2000-2009 гг. Справочно-аналитический обзор / Под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.г.н. Громова, Н.К. Куричева. Институт энергетической стратегии (ЗАО «ГУ ИЭС»). – М.: ИАЦ Энергия, 2010 – 423 с.
3. Машенков А.Н., Филимонов А.В. О контроле состояния тепловых сетей // Новости теплоснабжения 2003- № 10 - С. 30 - 34.
4. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Оценка масштабов тепловых потерь в магистральных теплотрубопроводах в условиях затопления // Промышленная энергетика 2006 - № 8- С.32-34.

Оценка и способы повышения энергетической эффективности производства топливной щепы

Анисимов П.Н., Онучин Е.М.

Поволжский государственный технологический университет, Россия, г. Йошкар-Ола

E-mail: anisimovpn@volgatech.net

Введение. В современном мире возрастает интерес к возобновляемым источникам энергии, в том числе к биотопливу, в частности древесному топливу. Разработкой устройств для генерации тепловой и электрической энергии, в том числе с двигателями Стирлинга на древесном топливе, занимаются в Австрии, Германии, Швеции, Японии, России, США, Канаде, и других странах [1, 2]. В настоящее время для производства топливной щепы всё больше используются мобильные рубительные машины. На рынке появляются новые самоходные измельчители древесины в щепу, работающие на бензине и дизельном топливе [3]. Разрабатываются самоходные установки для переработки древесины в топливо, имеющие автономное энергоснабжение от части перерабатываемой древесины [4, 5]. Актуальным является вопрос оценки энергетической эффективности и материалоемкости технологий производства древесного топлива с помощью установок, имеющих автономное энергоснабжение от части перерабатываемого сырья.

Методы исследования. Ключевыми критериями эффективности функционирования мобильной технологической линии по производству топливной щепы могут являться часовая производительность установки по щепе, коэффициент полезного действия и удельная материалоемкость производства щепы (см. формулы 1 – 3.).

Часовая производительность мобильной технологической линии по щепе характеризует способность установки производить некоторое количество топливной щепы за время одного производственного цикла и выражается формулой

$$g = \frac{G}{t_{\text{ц}}} \cdot 100, \frac{\text{т у.т.}}{\text{маш.ч}}, \quad (1)$$

где G – суммарная производительность мобильной технологической линии по готовой топливной щепе, отгружаемой установкой, за рассматриваемый период времени (за один производственный цикл), выраженная в тоннах условного топлива, т.у.т.; $t_{\text{ц}}$ – рассматриваемый период времени (время осуществления одного производственного цикла мобильной технологической линии), выраженный в машино-часах, маш.ч. Интервал времени $\tau_{\text{о}}$ следует отсчитывать с момента запуска установки на месте производства щепы до момента отгрузки установкой произведенной топливной щепы.

Коэффициент полезного действия характеризует энергетическую эффективность функционирования данной технической системы и выражается формулой

$$\text{КПД} = \frac{Q_H^p}{Q_H^p + Q_{\text{с.н.}}} \cdot 100, \%, \quad (2)$$

где Q_H^p – низшая теплотворная способность количества топливной щепы, произведенной за 1 производственный цикл, МДж; $Q_{\text{с.н.}}$ – низшая теплотворная способность топливной щепы, затраченной на собственные нужды за время производственного цикла, МДж.

Удельная материалоемкость мобильной технологической линии является отношением суммарной массы установки к её производительности, выраженной в виде мощности тепловой энергии сгорания производимой топливной щепы и находится по формуле

$$M = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{q}, \frac{\text{кг}}{\text{кВт}}, \quad (3)$$

где m_i – масса i -го элемента мобильной технологической линии, кг,

q – мощность тепловой энергии сгорания того количества топливной щепы, которое производит установка за 1 секунду машинного времени, при осуществлении производственного цикла, которая находится по формуле

$$q = g \cdot 8141, \text{ кВт},$$

где g – часовая производительность мобильной технологической линии по щепе, выраженная в $\text{т} \cdot \text{у.т.}/\text{маш. ч.}$,

8141 – коэффициент учитывающий пересчет единиц измерения энергии в кВт.

Предлагаемые критерии эффективности позволяют осуществлять оптимизацию технологии производства топливной щепы, и конструктивных параметров мобильных рубительных машин с автономным энергообеспечением, а также производить их сравнительную оценку.

Математическое моделирование. С целью оценки энергетической эффективности производства топливной щепы с помощью самоходной технологической линии, имеющей автономное энергоснабжение от части производимой топливной щепы и предназначенной для работы в условиях лесосеки, была разработана математическая модель. Моделируемая самоходная технологическая линия для производства топливной щепы в условиях лесосеки имеет в своем составе следующее основное оборудование: самоходное шасси 1, силовая установка – двигатель Стирлинга 2, газогенератор 3, манипулятор с захватом 4, дисковый измельчитель древесины 5 и накопительный контейнер – сушилка щепы 6. Дополнительным оборудованием являются 3 насоса системы гидравлических приводов 7, электрогенератор 8, вентилятор системы охлаждения двигателя Стирлинга 9 и вентилятор газогенератора 10. Газогенератор служит для выработки из древесной щепы топливного генераторного газа, который сжигается в нагревателе двигателя Стирлинга, все механизмы работают от привода данного двигателя. Горячие дымовые газы и воздух системы охлаждения двигателя Стирлинга используются в качестве сушильного агента для подсушки производимой топливной щепы.

Разработанная математическая модель имитирует совместную работу вышеперечисленного оборудования в процессе обработки предмета труда, то есть производства топливной щепы заданных размеров из стволов деревьев определенного среднего диаметра. Данная математическая модель имитирует реальный технологический процесс, происходящий в условиях лесосеки при измельчении не деловой древесины в щепу.

Результаты эксперимента. Целью вычислительного эксперимента на математической модели было определение показателей эффективности процесса производства топливной щепы с помощью вышеописанной установки, а также выявление закономерностей влияния на показатели эффективности фактора – влажность измельчаемой древесины.

Исходные данные. Конструктивные параметры установки определяются номинальной мощностью силовой установки с двигателем Стирлинга. В данном эксперименте номинальная мощность на валу двигателя Стирлинга составляет 300 кВт. Технологические параметры процесса производства зависят от технологии производства топливной щепы на лесосеке. В данном эксперименте с помощью исследуемой установки измельчались целые деревья, предварительно уложенные в штабели, при этом, среднее расстояние от измельчаемых деревьев до места выгрузки щепы составляет 500 метров. Порода древесины – сосна, вместимость накопительного контейнера самоходной технологической линии для производства топливной щепы – 6,3 плотных кубических метра древесины.

На рисунке 1 представлен график зависимости КПД производства щепы с помощью исследуемой установки, вычисленный по формуле 2 от влажности измельчаемой древесины.

В результате аппроксимации значений отклика КПД в зависимости от влажности с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,955$ получено уравнение 4:

$$y = 0,0422 \cdot \ln x + 0,872 \quad (4)$$

Как видно из графика на рисунке 1, зависимость КПД производства щепы от влажности сырья не линейная, КПД возрастает со снижением влажности и резко снижается при повышении относительной влажности измельчаемой древесины выше 45%. Снижение относительной влажности измельчаемой древесины с 48% до 38% приводит к повышению КПД на 4,5%; дальнейшее снижение влажности с 38% до 28% приводит к повышению КПД только на 1,3%.

На рисунке 2 изображен график вычисленной по формуле 1 зависимости часовой производительности установки по готовой щепе, выраженной в тоннах условного топлива в час, от относительной влажности измельчаемой древесины.

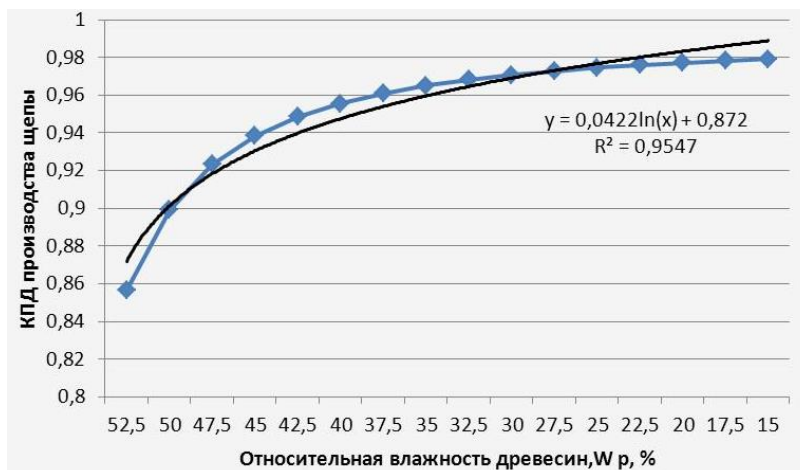


Рис. 1. Зависимость КПД производства щепы от влажности измельчаемой древесины



Рис. 1. Зависимость часовой производительности установки по готовой щепе от влажности измельчаемой древесины

В результате аппроксимации значений отклика производительности в зависимости от влажности с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,998$ получено уравнение 5:

$$y = 0,0092 \cdot x^2 + 0,1474 \cdot x + 3,1528 \quad (5)$$

Как видно из графика на рисунке 2, зависимость производительности установки по готовой щепе от влажности сырья не линейная, при снижении относительной влажности сырья с 48% до 38% производительность увеличивается на 5,3%, при дальнейшем снижении относительной влажности сырья с 38% до 28% производительность увеличивается на 3%.

Выводы. В результате проведения вычислительного эксперимента на математической модели процесса производства топливной щепы в условиях лесосеки с помощью самоходной технологической линии с двигателем Стирлинга, имеющей автономное энергообеспечение от части перерабатываемого сырья, были получены уравнения 4 и 5, характеризующие зависимость КПД производства щепы и производительности исследуемой установки от влажности перерабатываемой древесины.

Полученные зависимости позволяют сделать вывод о том, что предварительная атмосферная сушка древесины предназначенной для измельчения в топливную щепу приводит к повышению КПД процесса производства щепы и к повышению производительности по готовой щепе исследуемой технологической линии. Наиболее значительный положительный эффект наблюдается при снижении относительной влажности измельчаемой древесины от значения влажности свежесрубленной древесины до 38–30%.

Список литературы:

1. Carlsen, Henrik. Development of a hot heat exchanger and a cleaning system for a 35 kW hermetic four cylinder Stirling engine for solid biomass fuels. / Carlsen, Henrik; Marinitich, Gerald; Schöch, Martin; Obernberger, Ingwald. // Proceedings of the 12th International Stirling Engine Conference and

- Technology Exhibition. 1. ed. Durham : Durham University, UK, 2005. p. 144-155.
2. Sato K, Ohiwa N. Research and development of Stirling engine power generating system using biomass. Proceedings of the tenth symposium on Stirling cycle. Yokohama, Japan: Kanagawa University; 2006 (20–21 October).
3. Мобильные рубительные машины [Электронный ресурс]: <http://www.lesprominform.ru/jarchive/articles/itemshow/1223> (Дата обращения: 17.10.2015)
4. Анисимов П.Н. Моделирование работы системы энергообеспечения мобильных технологических линий по производству сухой топливной щепы с использованием части производимого биогенного топлива / П. Н. Анисимов, Е. М. Онучин // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. - 2013. - № 89. - С. 518-530.
5. Плотников Д.А. Обоснование и разработка автономной установки для производства пеллет с энергообеспечением от перерабатываемого сырья [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13. – Ижевск, 2008. – 131 с. : ил.

Economical operation of gas turbine topping at thermal power plant

Ya.A. Zaugol'nikova, O.Y. Romashova, Ya.A. Skrebatun1, E.Ya. Sokolova, M.A. Vagner

National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk

E-mail: egor.skrebatun@mail.ru

At present there is a tendency of the growth of industrial output in Russia, which leads to the increase of power consumption. Due to high rate of generation equipment deterioration there is power shortage. The main trend in the development of energy production is the reconstruction and modernization of existing power plants or the construction of new plants with the application of innovative technology of power production. In short period it can be achieved by the application of combined-cycle gas units (CCGU) and gas turbine units (GTU) at existing power plants.

Application of CCGU leads to the increase of power efficiency up to 50-60%. Besides, it leads to the decrease of fuel flow rate in amount of 10% that is equal to 20% of investments.

This article discusses and considers some ways to increase the operating efficiency of equipment by means of application of different types of gas turbine topping based on condensed power K-300-240 unit [1]. The nominal condition of a steam-turbine plant was chosen as the rated condition [2]. The parameters of a gas turbine were calculated by using the method presented in [3]. Variable conditions of the unit were calculated by application of Stodola-Flugel's equation and other generally accepted relations.

One of the ways of power plant reconstruction is the application of gas turbine topping with substitution of feed water regeneration by using gas-cooled water heating units of high and low pressure (GWU HP and GWU LP, figure 1). As a prototype a GTD-110 gas turbine with the temperature of its outlet gases $t_{OUT} = 517^\circ\text{C}$ was used [2]. In order to choose the most efficient operating conditions some variants calculations were made. The outlet temperature of gases from GWU HP (t_G^{HP}) and the flow rate of turbine condensate (G_{TC}) to GWU LP were chosen as variable parameters. Other parameters to be considered were permanent: steam flow rate is equal to nominal value 172.62 kg/s; outgoing gas temperature is $t_{out}^G = 120^\circ\text{C}$; feed water temperature is $t_{FW} = 266^\circ\text{C}$.

The computational results are presented in figure 2.

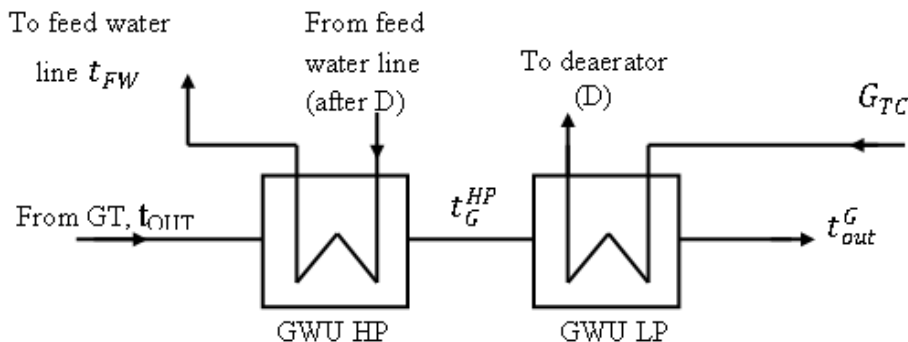


Fig. 2. Connection diagram with substitution of feed water regeneration

Figure 2 shows that variable values of outlet temperature of gases from GWU HP (t_G^{HP}) and the rate of turbine condensate (G_{TC}) through GWU LP are crucial parameters that have impact on the CCGU efficiency. Maximum efficiency depends on the optimal values of both parameters. Maximum thermal efficiency is achieved with $t_G^{HP} = 250$ °C and $G_{TC} \approx 60 - 65$ % from overhaul flow rate of turbine condensate of K-300-240. Moreover, with the increase of t_G^{HP} the flow rate of turbine condensate increases too. If the temperature is $t_G^{HP} = 200$ °C, the flow rate of turbine condensate will be limit and equal to 40% from overhaul amount.

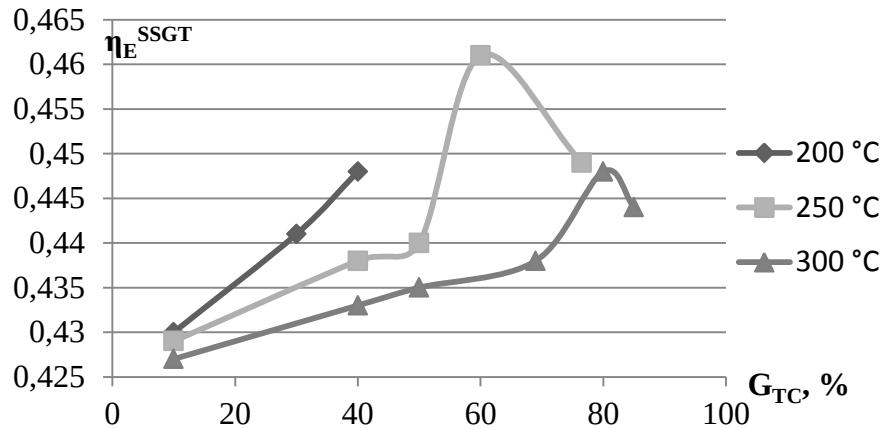


Fig. 2. Characteristic curve of efficiency of energy production by CCGTU depending on outlet temperature of gases from GWU HP (t_G^{HP}) and rate of turbine condensate (G_{TC}) through GWU LP

Calculating data show that power increase of a thermal power station for the best variant is almost 45 MWt, where the share of GTU is 65 MWt and steam power unit (SPU) is 280 MWt. The increase of power efficiency for the scheme with a substitution of feed water heating is 20% compared to traditional STU with K-300-240turbine.

Taking into account that potential of outflow gases is high, there is a possibility to accomplish the steam reheating (SR) in a heat-recovery boiler (scheme with substitution of steam reheating).

For such way of gas turbine topping the gas turbine unit should provide a superheating the steam, that comes from high-pressure casing of the turbine K-300-240, to the predetermined temperature of reheating. Thus was chosen two gas turbine Siemens V64-3A with the temperature of its outlet gases is $t_{OUT} = 585$ °C.

The connection diagram of including the heat-recovery boiler into STU with substitution of steam reheating is shown in Figure 3.

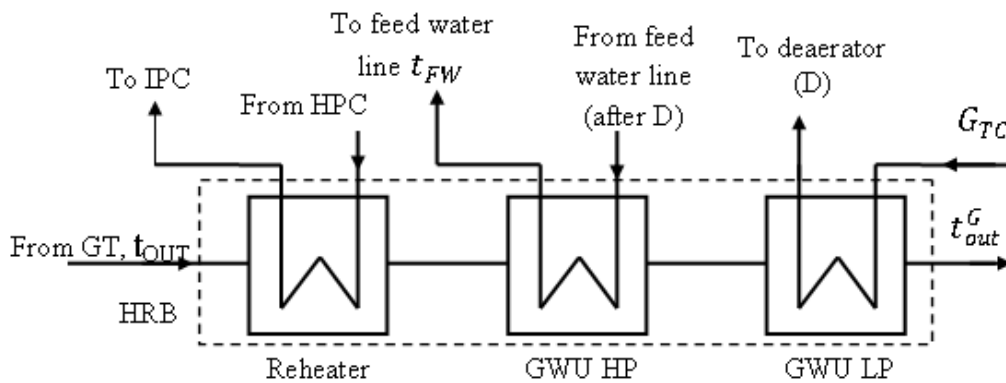


Fig. 3. Connection diagram of including the heat-recovery boiler into STU with substitution of steam reheating

The calculation of this variant was made for nominal steam flow rate in a condenser 172,62 kg/s. The research shows that application of outlet gases heat from GTU for steam reheating leads to the

increase of the plant efficiency up to 48,5% which is 25% higher than in the initial scheme. In this case the electrical capacity of the station increases up to 419 MWt, where share of GTU is 139,5 MWt and steam power unit (SPU) is 279,5 MWt.

Comparison the energy characteristics of CCGU with substitution of feed water heating and steam reheating in comparison with general variant are showed in figures 4 and 5 (where 1 - general scheme of turbine K-300-240, 2 - scheme CCGU wit substitution of feed water heating, 3 - scheme CCGU wit substitution of steam reheating).

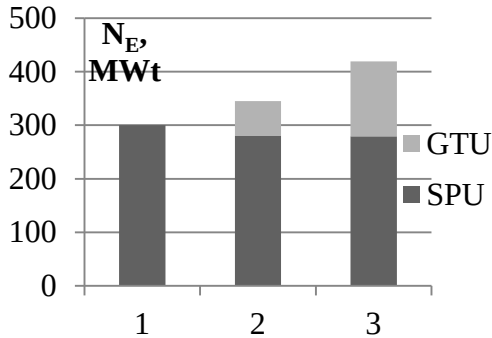


Fig. 4 – Power gain of the station by virtue of gas turbine topping

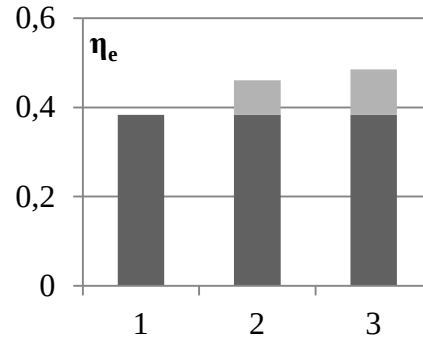


Fig. 5 – Efficiency of the ordinary power station scheme and schemes with application of gas turbine topping

CONCLUSION

- 1) Two different variants of gas turbine topping intended to increase the efficiency of the K-300-240 steam-turbine power generating unit with the substitution of feed water regeneration and substitution of steam reheating were considered.
- 2) Gas turbine topping increases the thermal power plant efficiency up to 20-40 % and power generation efficiency up to 15-25 %.
- 3) The combined-cycle plant scheme with the substitution of steam reheating has the highest efficiency ($\Delta\eta_{\Sigma} > 25\%$) compared to the scheme with substitution of feed water regeneration ($\Delta\eta_{\Sigma} \approx 15 - 20\%$).
- 4) The maximum of power generation efficiency is achieved by the optimal value of t_G^{HP} and G_{TC} .

REFERENCES

1. Berezinets P.A. Gas-turbine topping of 300 MWt Kostroma Hydro power station //Electrical plants. – 1999. - №7 C.64-72 (Berezinets P.A. Installation gas turbine block 300 MVt Kostromskoi GRES//Power station
2. K-300-240 KhTGZ Vapor turbine / edited by Yu.F.Kosyak – M.:, 1982. – 272 p. (Vapor turbine K-300-240 KhTGZ/ Edited by Yu.F.Kosyaka – M.: Energoatomizdat M.:, 1982. – 272 p.)
3. Tsanev S.V. Gas-turbine and vapor-gas plants. Textbook for institutes of higher education. – M.: Publishing House MPI, 2002.– 584p. (Tsanev S.V. Gas-turbines and vapor installation of thermal power plants. Textbook for high schools. – M.: Publishing house MEI, 2002.– 584p.)

Scientific advisers: O.Y. Romashova, Ph.D in Engineering Science, Department of Nuclear and Thermal Power Plants, National Research Tomsk Polytechnic University;
E.Ya. Sokolova, senior instructor, Department of Foreign Languages, National Research Tomsk Polytechnic University.

Современные системы контроля и оценки теплового состояния тяговых электродвигателей

Кондаков Д.О.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск.

E-mail: kondackov.d@gmail.com

В настоящее время достаточно остро стоит вопрос тепловых перегрузок тягового оборудования электроподвижного состава. Данное обстоятельство является следствием эксплуатации тягового электропривода электровозов в постоянно тяжелых условиях работы. Другим фактором тепловых перегрузок электродвигателей являются перегрузки оборудования, возникающие в результате превышения весовых норм эксплуатируемого подвижного состава. При

этом основными типами отказов тяговых электродвигателей (ТЭД), работающих в таких условиях, становятся пробой изоляции обмоток (до 40 %) [1], возникающие в результате ускоренного старения изоляции. Как известно, превышение температуры на 10 °С снижает ресурс изоляции в два раза [2]. Следовательно, для предотвращения преждевременного выхода тяговых электродвигателей из строя и определения остаточного ресурса ТЭД необходимо иметь полную и верную информацию о температурах всех его элементов.

Решением данной задачи является применение устройств для **контроля и оценки теплового состояния тягового двигателя** электровозов и тепловозов в процессе их эксплуатации. Такие устройства помогают выявить наиболее нагретые узлы ТЭД, в целях управления мотор-вентиляторами, подающими охлаждение на ТЭД, изменения режима работы машины, а также оценить остаточный ресурс электродвигателя. Оценить тепловые нагрузки на двигатель можно с помощью разработанных полезных моделей, которые позволяют получить интересующие данные и контролировать температурные нагрузки ТЭД. Существует ряд отечественных и зарубежных систем контроля теплового состояния тягового электродвигателя. Чаще всего, в имеющихся системах защиты и контроля используются встроенные датчики температуры обмоток. Обычно, в промышленных двигателях для этого используют резистивные датчики температуры, вмонтированные в статорные обмотки для тщательного контроля температуры в статорной обмотке [3]. Более сложное оборудование – аналоговое реле с конструкцией, основанной на знании тепловой схемы вращающейся машины, и содержащей обратную связь от встроенного датчика температуры [4]. Известна тепловая модель, которая позволяет прогнозировать температуры вращающегося ротора [5]. В ней по известной температуре статора и токи статорной обмотки происходит вычисление температуры двигателя. Данная система обеспечивает сигнал отключения, при превышении предельных условий, установленных изначально.

Исторически в отличие от промышленных двигателей, тяговые двигатели не были защищены от тепловых перегрузок. Расположение двигателей, само по себе изначально подвергает кабели температурных датчиков ударам и вредному воздействию окружающей среды. Возможность ложных показаний или повреждений датчиков обычно влияют на надежность системы, которая мешает использовать встроенные датчики.

Для тяговых электродвигателей существует ряд патентных разработок. Так, патент США №5298842 [6] описывает тепловую защиту двигателя локомотива, основанную на измерении трех переменных: температуру воздуха на входе системы охлаждения, температуру статорной обмотки, измеренную встроенным датчиком, и ток статорной обмотки двигателя. Так же, известна система тепловой защиты, содержащая электронное моделирующее устройство [7], по величине выходного сигнала с помощью которого автоматически ступенями изменяется подача воздуха мотор-вентиляторов в системе охлаждения тяговых электродвигателей электровозов. В основе: аналогия между динамическими процессами нагревания и остывания якорных обмоток электрических машин и процессами заряда и разряда конденсатора в R-C цепи. Необходимо отметить, что данная система имеет недостаток: вследствие ее разомкнутости система имеет большую статическую неравномерность и повышенные затраты электроэнергии на функционирование.

Также известна математическая модель системы охлаждения тяговых электрических машин локомотивов как объекта регулирования температуры [8]. Данная система охлаждения рассматривается здесь теоретически автоматического регулирования как элемент автоматической системы регулирования температуры. Математическая модель представляет собой систему дифференциальных уравнений, составленную на основании уравнений теплового баланса, описывающую процессы изменения средней температуры обмотки одного добавочного полюса в зависимости от регулирующего и возмущающих (напряжение, ток электрической машины, температура охлаждающей среды) воздействий.

Наиболее близким к заявляемой полезной модели является устройство для автоматического регулирования температуры обмоток электрической машины постоянного тока (РФ №2177669) [9]. Данная полезная модель содержит математическую модель электрической машины как объекта подачи тепла. На входы блока, содержащего математическую модель, подаются сигналы с выходов датчиков тока и напряжения электрической машины, частоты вращения вала электрической машины, частоты вращения вала вентилятора, температуры охлаждающей среды, а также воздействие, корректирующее процесс вычисления значений максимальной локальной температуры якорной обмотки, обмоток главных и добавочных полюсов. Устройство выполняет вычисление максимальной локальной температуры якорной обмотки, обмоток главных и добавочных полюсов. К недостаткам данной системы можно отнести сложность устройства, заключающееся в том, что для его функционирования необходимо знать падения напряжения на

обмотках главных и добавочных полюсов электрической машины. В тяговом двигателе это является большой проблемой из-за невозможности размещения кабелей в пространстве двигателя. Проблемой также является измерение скорости вращения вала двигателя. Кроме того, данное устройство производит вычисление температуры якорной обмотки, обмоток главных и добавочных полюсов, которая может не соответствовать локальным температурам наиболее нагретых областей, а соответственно, и перегревам.

Более точную информацию о температурном поле машины можно получить теоретическим путем на основе уравнения теплопроводности (Богаенко И.Н. Контроль температуры электрических машин. - Киев:Техника, 1975. - 176 с.; Попов А.А., Логинова Е.Ю. Результаты экспериментального и расчетного определения температур обмоток тягового электродвигателя. Вестник ВНИИЖТ, 1999, №6, с.34-39) [10]. Математическая модель обеспечивает полную картину поля, при условии получения надежных сведений о распределении потерь, свойствах материалов и течении охлаждающих агентов. Для этого в вычислительный блок закладывается математическая модель теплового состояния двигателя, построенная на основании тепловых схем замещения и позволяющая по нескольким информационным значениям температуры конкретных частей машины определять общую картину температурных полей двигателя, и, соответственно, температуру наиболее нагретых точек. Используя тепловую модель ТЭД, можно контролировать температуру таких частей машины, как коллектор или якорная обмотка при вращении машины, имея информацию с ограниченного числа нескольких неподвижных точек (например, корпуса, охлаждающего воздуха).

Все представленные патентные решения дают погрешность результатов расчета с результатами испытаний не превышающую 10%, а с результатами литературы 5% [1]. Таким образом, можно сделать вывод о том, что нет оптимального решения, каждая из моделей имеет свои положительные и отрицательные черты и свою область применения, однако их применение позволит предупредить перегрев и преждевременный выход из строя ТЭД.

Список литературы:

1. ПолезнаяМОДЕЛЬ.RU [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://poleznayamodel.ru/model/7/79840.html> (дата обращения 9.10.2015 г.).
2. NTPO [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.ntpo.com/patents_electronics/electronics_6/electronics_443.shtml (дата обращения 9.10.2015 г.).
3. Bankpatentov [Электронный ресурс]. Режим доступа
4. <http://bankpatentov.ru/node/344886> (дата обращения 19.10.2015 г.).
5. Freepatent [Электронный ресурс]. Режим доступа
6. <http://www.freepatent.ru/patents/2177669> (дата обращения 11.10.2015 г.).
7. Findpatent [Электронный ресурс]. Режим доступа
8. <http://www.findpatent.ru/patent/225/2251779.html> (дата обращения 18.10.2015 г.).
9. Freepm [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.freepm.ru/Models/79840> (дата обращения 10.10.2015 г.).
10. Cyberleninka [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://cyberleninka.ru/article/n/modelirovanie-teplovogo-sostoyaniya-tyagovogo-elektrodvigatelya-dlya-prognozirovaniya-resursa> (дата обращения 12.10.2015 г.).
11. Пат. 2256996 Российская Федерация, МПК⁷ H02K9/04. Автоматическая система регулирования температуры обмоток тяговых электрических машин с электрическим на переменном токе приводом вентилятора / Луков Н. М., Ромашкова О. Н., Космодамианский А. С., Алейников И. А., Попов Ю. В. ; заявитель и патентообладатель: Российский государственный открытый технический университет путей сообщения Министерства путей сообщения Российской Федерации (РГОТУПС) (RU) – № 2003132783/11 ; заявлен 11.11.2003 ; опубл. в БИ № 20, 20.07.2005.
12. Пат. 2256996 Российская Федерация МПК⁷ H02K9/04. АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ОБМОТОК ТЯГОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ НА ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ ПРИВОДОМ ВЕНТИЛЯТОРА. Луков Н.М. (RU); Ромашкова О.Н. (RU); Космодамианский А.С. (RU); Алейников И.А. (RU); Попов Ю.В. (RU) ; заявитель и патентообладатель: Российский государственный открытый технический университет путей сообщения Министерства путей сообщения Российской Федерации (РГОТУПС)– № 2003132783/11; заявлен 11.11.2003 ; опубл. в БИ № 20, 20.07.2005.

13. Пат. 2177669 Российская Федерация МПК⁷ H02K9/04. Устройство для автоматического регулирования температуры обмоток электрической машины постоянного тока / Космодамианский А.С.; Луков Н.М.; Попов В.М.; заявитель и патентообладатель: Российский государственный открытый технический университет путей сообщения (РГОТУПС) – № 2000105953/09; заявлен 14.03.2000; опубл. в БИ № 20, 27.12.2001

Подходы к моделированию функционирования теплового аккумулятора в системе теплоснабжения с солнечным коллектором

Онучин Е.М., Остащенко А.П.

Поволжский государственный технологический университет, ФГБОУ ВПО «ПГТУ», Россия, г. Йошкар-Ола,

E-mail: aostashenkov@gmail.com

Естественной формой существования солнечного излучения, как вида возобновляемого источника энергии, является периодически возникающий в окружающей среде поток энергии [1], что обуславливает применение технических средств, позволяющих скомпенсировать переменный характер поступления энергии от преобразователя возобновляемой энергии. В контексте рассмотрения систем солнечного теплоснабжения одним из распространенных методов компенсации колебаний мощности солнечного коллектора в зависимости от интенсивности солнечного излучения является применение тепловых аккумуляторов. Однако применение данного подхода предполагает учет динамики возмущающих воздействий на работу теплового аккумулятора в течение периода функционирования системы солнечного теплоснабжения.

Целью работы является выбор подхода к математическому моделированию функционирования теплового аккумулятора в системе теплоснабжения с солнечным коллектором.

Наиболее распространенным подходом к математическому моделированию функционирования теплового аккумулятора является описание исследуемой системы через построение графических диаграмм причинных связей и глобальных влияний одних параметров на другие во времени. Существующие математические модели функционирования теплового аккумулятора в составе систем солнечного теплоснабжения описывают динамику изменения температуры теплоносителя теплового аккумулятора с учетом потерь тепла через стенки теплового аккумулятора, потерь тепловой энергии на нагрев посредством теплообменника теплоносителя, циркулирующего в контуре теплоснабжения потребителя, а также тепlopоступлений от солнечного коллектора [2–5]. Дифференциальное уравнение баланса тепла для бака теплового аккумулятора в предположении, что система работает в квазистационарном режиме, при котором количество полезной энергии, поглощенной солнечным коллектором, переданной через теплообменник в бак-аккумулятор [6]:

$$dQ_c = c_p^6 \rho_6 V_6 dT_6 + Q_T(t)dt + dQ_6 \quad (1)$$

где c_p^6 – удельная теплоемкость теплоносителя в аккумуляторе, кДж/(кг·К); ρ_6 – плотность теплоносителя в аккумуляторе, кг/м³; V_6 – объем бака теплоаккумулятора, м³; T_6 – температура теплоносителя в аккумуляторе, К; Q_T – тепловая мощность установки, кДж/ч; t – время, ч; Q_6 – тепловые потери бака, кДж.

Однако данный подход не учитывает предшествующее шагу моделирования состояние теплового аккумулятора, что является важным аспектом при оценке адекватности математической модели функционирования теплового аккумулятора, поскольку в случае если температура теплоносителя внутри теплоаккумулятора выше температуры теплоносителя в контуре, связанным с солнечным коллектором, тепловой баланс теплового аккумулятора будет иметь иной характер.

Поскольку интенсивность солнечного излучения имеет переменный характер, при математическом моделировании следует учитывать колебания мощности солнечного коллектора, а также динамику изменения температуры теплоносителя теплового аккумулятора с учетом предшествующего шагу моделирования состояния системы. Данный подход предполагает наличие дополнительного входного фактора, характеризующего длительность шага моделирования, что позволяет в рамках шага учитывать изменение теплового баланса солнечного коллектора.

Если температура теплоносителя в контуре с солнечным коллектором меньше температуры теплоносителя в аккумуляторе ($T_c < T_6$), то с учетом наличия дополнительного фактора, учитывающего длительность шага моделирования, баланс теплового аккумулятора можно записать в виде:

1) При $\tau \geq \tau_{\text{шага}}$ (τ – время, за которое T_6 станет равным T_c):

$$c_p \rho_6 V_6 dT_6 = dQ_6 + Q_t(t) dt. \quad (2)$$

2) При $\tau < \tau_{\text{шага}}$ от начала шага до завершения периода τ , баланс определяется по выражению (2), затем по выражению (1).

Предлагаемый подход к математическому моделированию функционирования теплового аккумулятора рассматривает процесс заряда и разряда теплового аккумулятора с учетом предшествующей шагу моделирования температуры теплоносителя внутри теплоаккумулятора и в соответствии с длительностью шага учитывает изменения характера теплового баланса системы.

Список литературы:

1. Да Роза А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Интеллект», 2010. – 704 с.
2. Дружинин П.В., Коричев А.А., Косенков И.А. Математическая модель процесса хранения теплоты в тепловом аккумуляторе // Техничко-технологические проблемы сервиса. – 2010. – №12. – С. 63–65.
3. Ташполотов Ы., Сатыбалдыев А.Б., Матисаков Т.К. Исследование теплотехнических характеристик солнечно-водонагревательной установки на основе математического моделирования // Фундаментальные исследования. – 2012. – № 3–2. – С. 423–427.
4. Высочин В.В. Математическая модель гелиосистемы с сезонным аккумулятором тепла // Труды Одесского политехнического университета. – 2011. – №2. – С. 125–129.
5. Бежан А.В., Минин В.А. Математическое моделирование работы теплового аккумулятора в системе теплоснабжения с участием ВЭУ // Труды Кольского научного центра РАН. – 2010. – №1. – С. 158–165.
6. Трошкина Г.Н. Математическое моделирование процессов теплообмена в системе «солнечный коллектор – аккумулятор тепла» / Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. 05.13.18, 01.04.14. – Барнаул, 2006. – С. 110.

Анализ технологической эффективности использования перспективных ионитов в схемах обессоливания воды на атомных электростанциях

Римашевская Е.Д.

Белорусский национальный технический университет, Республика Беларусь, г. Минск

E-mail: katiarim1993@gmail.com

Современное состояние тепловых электрических станций (ТЭС) Республики Беларусь характеризуется вводом новых генерирующих мощностей, в том числе парогазовых установок (ПГУ), строительством атомной электростанции (АЭС) и мини-ТЭЦ на базе существующих котельных [1].

Теплоносителем и рабочим телом в тепловом контуре энергоблоков ТЭС и АЭС является обессоленная вода. На ТЭС Республики Беларусь умягчение и обессоливание воды осуществляется преимущественно на ионообменных установках (ВПУ) с традиционной прямоточной регенерацией, при эксплуатации которых образуется большое количество высокоминерализованных кислых и щелочных сточных вод. В условиях ужесточения норм качества водного рабочего тела требуется совершенствование технологий обессоливания воды.

В настоящее время наиболее перспективными технологиями обессоливания воды на ТЭС и АЭС для вод с небольшой минерализацией ($\Sigma \text{Ап} < 3$ мг-экв/л) является химическое обессоливание на базе противоточных фильтров, которые позволяют значительно уменьшить расход реагентов на регенерацию и количество и состав образующихся сточных вод [2].

Использование качественных ионитов повышает эксплуатационную надежность теплоэнергетического оборудования, снижает расходы на их приобретение и сокращает сбросы отработанных регенерационных растворов, а также количество отработанных ионообменных смол на АЭС.

При эксплуатации ВПУ АЭС серьезной проблемой остается подбор слабоосновного анионита для загрузки в анионитный фильтр первой ступени (А_1) при использовании природной воды с повышенным содержанием органических примесей. Традиционно используемый анионит АН-31, обладая высокой обменной ёмкостью по анионам сильных кислот, слабо сорбирует органические примеси и часто не отвечает требованиям по механической прочности. Для замены отработавшего анионита АН-31 в [3] исследовались аниониты Purolite A-845 и Purolite A-847.

Сравнительные характеристики слабоосновных анионитов АН-31, Purolite A-845 и Purolite A-847 в условиях работы в фильтрах А₁ химводоочисток (ХВО) АЭС представлены в табл. 1 [3].

Таблица 1. Сравнительные характеристики слабоосновных анионитов

Наименование показателей	Тип слабоосновной ионообменной смолы		
	АН-31	Purolite A-845	Purolite A-847
Структура полимерной матрицы	Поликонденсационная, гелевая	Акриловая, гелевая	Акриловая, гелевая
Объемная доля рабочей фракции, %	94,5±0,945	99±0,99	100±1
ПСОЕ, ммоль/см ³	2,03±0,122	1,636±0,098	1,94±0,1164
Осмотическая стабильность, %	93,4±1,214	99,5±1,294	100±1,3
Механическая прочность, г/гранула	350	801±77,647	839,35±81,392

Результаты эксплуатационного контроля качества ионитов (табл. 1), выполненного после 2–4 лет работы их в фильтрах I ступени химводоочистки, показали, что осмотическая стабильность (ОС) анионитов А-845 и А-847 не опускалась ниже 98 %, механическая прочность – ниже 650 г/гранулу (при норме – 90 % и 300 г/гранулу соответственно). Полная статическая обменная ёмкость (ПСОЕ) исследованных анионитов осталась на одном уровне [3].

При использовании в качестве исходной воды природной воды с высоким содержанием железо-органических примесей значительная часть их должна быть удалена на стадии предочистки. Анализ работы предочисток на установках ХВО АЭС показал, что при перманганатной окисляемости исходной воды (ПО) 8–15 мгО/л и исходных концентрациях железа 150–200 мкг/л на ХВО ТЭС и АЭС желаемый эффект снижения концентрации железоорганических примесей в обрабатываемой воде не достигается. В таких случаях удаление железо-органических примесей из воды осуществляется на ионитных фильтрах ХВО [3].

В результате промышленных испытаний слабоосновного анионита Purolite A-845 (вместо отработавшего АН-31) в анионитных фильтрах I ступени (А₁) ХВО АЭС при использовании исходной воды, прошедшей фильтрацию на механических фильтрах без предварительной очистки в осветлителе, снижение окисляемости воды составило 99 % – в начале фильтрации и 86 % – в конце.

В результате сравнения технологических характеристик анионитов Purolite A-845 или Purolite A-847 и АН-31 в фильтрах А₁ было установлено, что использование анионитов Purolite A-845 и Purolite A-847 имеет следующие преимущества [3]:

- в 4 раза сократилось общее количество регенераций фильтров А₁;
- в 4 раза сократился общий расход щелочи на регенерации фильтров;
- в 4,5 раза сократился объём сбросных вод ХВО.

В результате экспериментов по изменению перманганатной окисляемости по ступеням обработки воды на ХВО АЭС можно сделать вывод о высокой и устойчивой сорбции органики из природной воды на ОН-анионитных фильтрах I ступени, загруженных анионитами Purolite A-845 и Purolite A-847. Особую ценность такой опыт имеет для ХВО ТЭС и АЭС, работающих со сниженной нагрузкой.

Использование перспективных ионитов позволяет значительно сократить количество отработанных ионообменных смол, образующихся при эксплуатации установок очистки радиоактивных технологических сред на АЭС.

Таким образом, использование перспективных ионитов, например, Purolite A-845 и Purolite A-847 вместо отработавших АН-31, позволяет значительно сократить использование природной воды и реагентов, а также объем сточных вод и количество отработанных ионообменных смол и снизить за счет этого негативное воздействие АЭС на гидросферу.

Список литературы:

1. Яковлев Б.В., Гринчук А.С. Парогазовые ТЭС – основа эффективно функционирования энергетики Беларуси. // Журнал «Энергетическая стратегия». – 2009. – №4. – С.9-13.
2. Жадан А.В. Совершенствование технологии обработки воды на ТЭС на базе ионного обмена и мембранных методов // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Иваново, 2013. – 20 с.

3. Гостьков В.В. Совершенствование технологии обработки водного теплоносителя на тепловых и атомных электростанциях на основе использования перспективных ионитов//Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Иваново, 2008. – 181 с.

Разделение растворимых фосфатов тория и РЗЭ методом ионного обмена

Турина М.В., Шагалов В.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: mvt6@tpu.ru

В настоящее время существует три основных ядерных топливных цикла: уран-плутониевый цикл; цикл с рециркуляцией и уран-ториевый топливный цикл. Из них наименее развит уран-ториевый топливный цикл ввиду сложности добычи тория и высокой радиоактивности продуктов распада ^{233}U , который является делящимся нуклидом в данном цикле. Вторая проблема может быть устранена при частичной автоматизации процесса, дистанционном управлении и мощной радиационной защитой [1].

В России имеются богатые месторождения тория, прогнозируемые ресурсы составляют 1 млн. тонн металла [2]. Торий – характерный элемент верхней части земной коры, основные породы содержат в среднем $0,3 \cdot 10^{-3} \%$ тория, а кислые изверженные породы – $1,8 \cdot 10^{-3}$, что на порядок превышает кларк урана [3]. В настоящее время наиболее перспективным считается расположенное в Томской области Туганское месторождение тория. Оно способно обеспечить переход на ториевый цикл всех 29 энергоблоков России и 40 энергоблоков бывших стран СЭВ [4]. Основная сложность состоит в извлечении тория из природных руд и отделении его от всегда сопутствующих редкоземельных металлов. Благодаря комплексной переработке монацитового концентрата с попутным разделением тория и РЗЭ возможно сократить расходы на сырьё для уран-ториевого ядерного топливного цикла.

В уран-ториевом цикле изотоп ^{232}Th является сырьевым нуклидом, а делящимся – изотоп ^{233}U , который образуется вследствие облучения ^{232}Th нейтронами в активной зоне ядерного реактора с делящимися нуклидами ^{235}U или ^{239}Pu . Уран ^{233}U может использоваться как ядерное топливо, так как он вступает в реакцию деления под действием как тепловых, так и быстрых нейтронов [4]. ^{233}U извлекают из облученного ядерного топлива и превращают в топливо, изготавливая ТВЭЛы.

Преимуществами применения тория в ядерной энергетике являются его устойчивость к действию облучения, термическая устойчивость, механические и металлургические свойства и распространённость тория в природе. Торий длительное время находится в активной зоне реактора и подвергается жёстким условиям, таким как высокие температуры и мощные потоки ионизирующих излучений. Механические характеристики топлива будут определять надёжность и эффективность работы реактора. В отличие от урана, торию не свойственны рост ползучести, охрупчивание, радиационный рост и газовое распухание. Торий претерпевает аллотропное превращение при нагревании единожды при температуре 1400°C , в отличие от урана, обладающего тремя аллотропными модификациями с температурами перехода 668°C и 775°C [1].

Ещё одним достоинством ториевых реакторов является содержание в природе преимущественно одного изотопа тория – ^{232}Th , следовательно, не нужно проводить изотопное разделение, которое в случае с ураном занимает значительную часть технологического процесса [5].

Производство ториевой комбинации не потребует каких-либо дорогостоящих модификаций и перестроек в реакторах, которые будут использовать ее в качестве топлива [4].

Одним из основных источников тория является монацит, представляющий собой фосфаты редкоземельных элементов и тория. Содержание тория в монаците достигает 10 % в пересчёте на оксид тория. Существуют минералы, содержащие до 77 % тория в пересчёте на оксид, однако в настоящее время промышленная добыча тория происходит преимущественно из монацитовых россыпей. Содержание РЗЭ в монаците составляет 50-60 % в пересчёте на оксиды в зависимости от месторождения. С помощью гравиметрических и магнитных способов обогащения получают монацитовый концентрат, содержание Ln_2O_3 в котором достигает 55-68 % [6].

Редкоземельные металлы нашли широкое применение в современном мире, в качестве металлов, сплавов и химических соединений они применяются в самых разных областях техники: в химической промышленности, чёрной и цветной металлургии, электронике и электротехнике, а

также в качестве магнитов и люминофоров [7]. Наиболее актуальной областью применения является ядерная техника. Некоторые изотопы Gd, Sm и Eu обладают очень высокими сечениями захвата тепловых нейтронов, к примеру, сечение захвата тепловых нейтронов ^{157}Gd 150 000 барн [8], что позволяет использовать их в качестве регулирующих стержней, а также выгорающих добавок в ядерном топливе для регулирования нейтронного баланса в активной зоне реактора. Благодаря этому свойству оксиды гадолиния, самария и европия используются для защиты от радиации в виде добавок в различные покрытия и краски. Соли лантана используются в качестве соосадителей плутония при переработке ОЯТ методом сокристаллизации [1].

Следует заметить, что ни торий, загрязненный редкоземельными элементами, ни редкоземельные элементы, загрязненные торием, не могут использоваться в ядерной технике и в других отраслях промышленности. При наличии в ядерном топливе микроколичества РЗЭ, обладающих большим сечением захвата нейтронов, цепная реакция деления полностью затихает. Торий является радиоактивным элементом и его присутствие в редкоземельных металлах делает невозможным их применение во всех областях промышленности. Следовательно, необходимо тщательное разделение тория и редкоземельных металлов.

Целью работы является разделение растворимых фосфатов тория и РЗЭ методом ионного обмена.

Для работы использовался фосфатный раствор тория и РЗЭ (раствор фосфорной кислоты, содержащий ионы тория и РЗЭ). Концентрация фосфорной кислоты в растворе составляла до 5 моль/л. Для выбора ионита проводился ионный обмен в статических условиях, было исследовано использование анионитов и катионитов. Время контакта раствора с ионитом – 60 минут. Процентные соотношения тория и РЗЭ, соответствующие иониту и фосфатному раствору, приведены в таблице 1. Анализы проб проводились методом рентгено-флуоресцентного анализа.

Таблица 1. Мольное распределение ионов тория и РЗЭ на различных ионитах

Ионы	Исходный раствор, мольн. %	Анионит после сорбции, мольн. %	Раствор после сорбции на анионите, мольн. %	Катионит после сорбции, мольн. %	Раствор после сорбции на катионите, мольн. %
La	11,5	0,0	15,3	22,6	7,0
Ce	22,9	0,0	24,2	36,4	17,1
Nd	18,0	4,9	16,2	27,0	12,8
Y	26,5	27,5	24,2	13,4	29,7
Th	21,2	67,6	20,0	0,6	33,4

По полученным данным можно сделать вывод, на анионите предпочтительно осаждаются ионы тория и иттрия, которые образуют анионные комплексы. Использование анионитов не перспективно в связи с их низкой емкостью.

Разделение тория и РЗЭ происходит на катионите, при этом катионы РЗЭ сорбируются, а торий в виде фосфатного анионного комплекса остаётся в растворе. Малая часть тория осаждается на катионите вместе с РЗЭ, но эта часть также переходит в раствор при промывке катионита фосфорной кислотой.

С выбранным катионитом проводили ионный обмен в динамических условиях. Объём ионита составлял 10 мл, объём фосфатного раствора – 500 мл, пробы отбирались по 25 мл со скоростью прохождения раствором одного колонного объёма за 4 минуты. (2,5 мл в минуту). Распределение элементов приведено на рисунке 1.

На рисунке 1 приведено процентное соотношение ионов металлов в зависимости от количества фосфатного раствора, прошедшего через ионообменную смолу. Точками указаны процентные соотношения элементов в исходном растворе, то есть до прохождения раствором ионита.

Насыщение ионита ионами РЗЭ происходит в соответствии с их ионными радиусами: чем меньше радиус иона, тем быстрее он осаждается на ионите, следовательно, первыми на катионите осаждаются ионы иттрия, последними – ионы лантана, при этом в последствии ионы с большими ионными радиусами будут вытеснять ионы с меньшими ионными радиусами, что способствует частичному разделению РЗЭ.

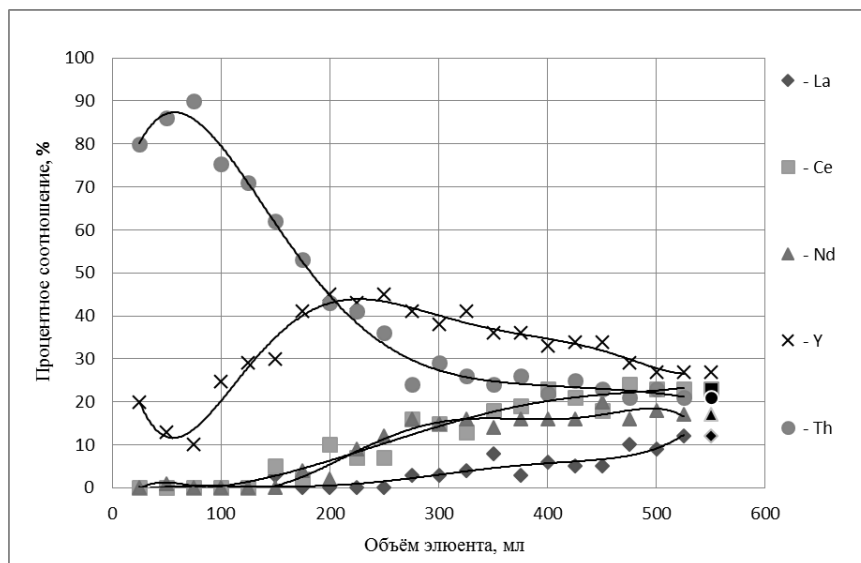


Рис. 3 Зависимость процентного соотношения элементов в растворе после сорбции от объема раствора

Совместное получение тория и РЗЭ из монацитового концентрата фосфатным методом является экологически чистым методом переработки монацита, так как фосфорная кислота может быть возвращена в производственный цикл. Для использования тория и РЗЭ необходимо их тщательное разделение друг от друга, которое можно провести методом ионного обмена. Разделение следует проводить на катионите, при этом торий в виде анионного комплекса остаётся в растворе, а ионы РЗЭ осаждаются на смоле. Регенерация смолы осуществляется комплексообразованием.

Список литературы

1. Жерин И. И., Амелина Г. Н. Химия тория, урана и плутония. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 147 с.
2. Пелымский Г. А., Котова В. М., Чехович П. А., Капитонов И. М. Торий – перспективный сырьевой ресурс атомной энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://istina.msu.ru/media/publications/articles/beb/765/395519/ron_1_2012_electron.pdf, – 28.04.2014
3. Каплан Г.Е., Успенская Т. А., Зарембо Ю. И., Чирков И. В. Торий, его сырьевые ресурсы, химия и технология. – М.: Атомиздат, 1960. – 224 с.
4. <http://www.profbeckman.narod.ru/>
5. Обогащение урана / Под ред. С. Виллани: Пер. с англ. Под ред. И. К. Кикоина. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 320 с.
6. <http://www.metaltorg.ru/analytics/publication/index.php?id=2740/>
7. Т. А. Емелина, Ю. Ю. Верещагин. Редкоземельные металлы: применение, проблемы, перспективы // Уральский рынок металлов. – 2007. – УРМ. 174. – № 3. – С. 40-42.
8. Петрянов-Соколов И. В., Станцо В. В., Черненко М. Е. Популярная библиотека химических элементов. Т.2 Серебро – нильсборий и далее. – М.: Наука – 1983. – 566 с.

Проблемы функционирования атомной промышленности и пути их решения

Фендель Д. А., Троянова Е.Н.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г.Новосибирск

E-mail: alukard.222@gmail.com

Потребление энергии в мире растет намного быстрее, чем ее производство, а промышленное использование новых перспективных технологий в энергетике по объективным причинам начнется не ранее 2030 года. Решением проблемы может стать активное развитие ядерной энергетики.

На данный момент в мире обозначилась тенденция, получившая название «ядерный ренессанс». На эту тенденцию не смогла повлиять даже авария на атомной станции «Фукусима».

Даже самые сдержанные прогнозы МАГАТЭ говорят, что к 2030 году на планете может быть построено до 600 новых энергоблоков (сейчас их насчитывается более 436). На увеличении доли ядерной энергетики в мировом энергобалансе могут сказаться такие факторы, как надежность, приемлемый уровень затрат по сравнению с другими отраслями энергетики, сравнительно небольшой объем отходов, доступность ресурсов.

Если кратко сформулировать, в чем же заключаются преимущества ядерной энергетики, то получим следующий список:

1. Огромная энергоемкость используемого топлива.
2. Возможность повторного использования топлива (после регенерации).
3. Ядерная энергетика не способствует созданию парникового эффекта.

Но помимо преимуществ развития атомной энергетики, существуют и проблемы, краткий обзор которых представлен на рисунке 1.

Атомная энергетика достигнет успеха только в случае, если ее стоимостные показатели будут ниже, чем у конкурирующих технологий. Это становится очевидным по мере того, как в различных частях мира прогрессивно сокращается экономическое регулирование рынков электроэнергии. Существует модель для оценки реальной стоимости электроэнергии на АЭС относительно угольных электростанций (на пылевидном топливе) и ТЭЦ на природном газе в течение экономического срока службы. Указанные технологии широко применяются в настоящее время, и в отсутствие налога на углерод или его эквивалента, значительно дешевле, чем многие технологии, использующие возобновляемые источники энергии.

Сравнительные показатели, приведенные в таблице, основываются на: коэффициенте использования мощности - 85%, экономическом сроке службы АЭС - 40 лет. Это отражает экономические условия в США и учитывает ряд прогнозируемых улучшений стоимостных коэффициентов на АЭС (таблица 1).

Таблица 1. Сравнительная стоимость электроэнергии

Условие	Реальная средняя цена, цент/кВт·ч
АЭС (с легководным реактором, LWR):	6,7
+ Снижение строительных затрат на 25%	5,5
+Снижение срока строительства от 5 до 4 лет	5,3
+Дальнейшее снижение затрат на эксплуатацию и техобслуживание до 1,3 цента/кВт ч	5,1
+Снижение капитальных затрат (газ/уголь)	4,2
Уголь, пылевидное топливо	4,2
ТЭЦ с ГТУ (низкие цены на газ: 3,77 долл./MCF)	3,8
ТЭЦ с ГТУ (средние цены на газ: 4 42 долл./MCF)	4,1
ТЭЦ с ГТУ (высокие цены на газ: 6,72 долл./MCF)	5,6

Сравнение показывает, что атомная энергетика становится более конкурентоспособной с учетом социальной стоимости выбросов углерода, например, путем введения налога на углерод или его эквивалента – системы «улавливай и производи». В приведенной таблице представлено влияние платы за выброс углерода на сравнительную стоимость электроэнергии из разных источников. Предполагаемая плата за выбросы - от 50 до 200 долларов за тонну (таблица 2) [1].

Таблица 2. Стоимость электроэнергии с учётом налогов на выброс углерода

Варианты налогообложения			
Усредненная стоимость электроэнергии, цент/кВт·ч	\$50/т C	\$100/т C	\$200/т C
Уголь	5,4	6,6	9,0
Газ (низкая цена)	4,3	4,8	5,9
Газ (средняя цена)	4,7	5,2	6,2
Газ (высокая цена)	6,1	6,7	7,7



Рис.1 Основные проблемы развития атомной энергетики

Рекомендуется три мероприятия, способные улучшить экономические показатели атомной энергетики:

1. Для ряда АЭС правительство должно взять на себя часть затрат по получению разрешительных документов на строительство, сертификацию станций нового поколения.
2. Правительство должно признать атомную энергетику источником энергии, свободным от выбросов углерода, и включить новые атомные электростанции в качестве альтернативного варианта в любой обязательный портфель стандартов для возобновляемых источников энергии, как на государственном уровне, так и на уровне штатов.
3. Для нескольких первых компаний, строящих новые коммерческие АЭС, правительство должно предоставить небольшие субсидии в форме налогового кредита на производство с тем, чтобы продемонстрировать их экономическую и нормативно-правовую обоснованность.

В настоящее время не существует такой конструкции АЭС, которая была бы гарантировала 100% защиту от любого риска. Частично это обусловлено техническими возможностями, частично – человеческим фактором. Для безопасной эксплуатации необходимы: эффективные нормативные требования, менеджмент, имеющий безопасность в качестве приоритета, и опытный персонал.

Главной рекомендацией по решению проблемы безопасности является обеспечение правительством в рамках краткосрочной научно-исследовательской программы, основы для проведения анализа надежности и безопасности предприятий топливного цикла в течение всего срока службы. Разработка реакторов должна основываться на вариантах, способных обеспечить повышенный уровень безопасности, и которые можно развернуть течение двух десятилетий.

Управление и захоронение высокоактивного отработанного топлива, полученного из ядерного топливного цикла, является одной из наиболее трудноразрешимых проблем для атомной энергетики всего мира. Ни одной стране не удалось пока успешно решить проблему захоронения отходов. Многочисленные независимые эксперты, считают, что геологические хранилища способны надежно изолировать отходы от биосферы. Однако реализация этого метода – сложная задача, налагающая особые обязательства на

эксплуатационные, регулирующие и политические институты.

Сценарий глобального развития предусматривает, что к 2050 г. для АЭС с открытым топливным циклом должны быть построены новые хранилища. Необходимость размещения отработавшего ядерного топлива, полученного после введения в эксплуатацию 1000 реакторов мощностью 1 ГВт каждый, потребует строительства новых хранилищ каждые три – четыре года.

Для решения проблемы управления отходами предлагаются следующие мероприятия:

1. DOE должен усилить внимание хранилищу Yucca Mountain проведением сбалансированной научно-исследовательской долгосрочному управлению отходами одновременно с программы по долгосрочному управлению отходами.
2. В течение десятилетия должна быть развернута исследовательская программа о возможности геологического захоронения в глубинных скважинах
3. В США и мире следует создать сеть централизованных мощностей по хранению отработавшего топлива в течение нескольких десятилетий.

Атомная энергетика не должна расширяться, пока риск распространения ядерного оружия, связанный с эксплуатацией коммерческого ядерного топливного цикла, не будет находиться на приемлемо низком уровне. Люди надеются, что атомная энергетика будет развиваться с приемлемо увеличивающимся риском распространения ядерного оружия, как это предусмотрено сценарием глобального развития. Условиями этого процесса должно стать принятие разумных гарантий и ограничение растущих процессов переработки и обогащения. Международное сообщество должно исключить приобретение материалов, пригодных для производства оружия, происходящее либо путем переключения (как в случае с плутонием), либо не целевым использованием мощностей топливного цикла (включая связанные с ними установки, такие как исследовательские реакторы и горячие камеры). Правительства, несущие за них ответственность, должны максимально контролировать ноу-хау, связанные с производством и переработкой высокообогащенного урана (технологии обогащения) и плутония.

Особую озабоченность вызывают три проблемы:

- существующие в мире запасы выделенного плутония, непосредственно пригодного для производства оружия
- ядерные мощности, например, в России, не имеющие адекватного контроля;
- передача технологий, в первую очередь, технологий обогащения и переработки, позволяющих нациям приблизиться к овладению ядерным оружием.

В сценарии глобального развития подчеркнуто, что риск распространения ядерного оружия сопряжен с расширенным развитием атомной энергетики в различных странах с разными условиями безопасности.

Соответственно для решения проблемы рекомендуется:

1. МАГАТЭ должно целиком и полностью сосредоточиться на функции обеспечения гарантий безопасности, и уполномочено, помимо заявленных мощностей, проводить инспекцию подозрительных нелегальных объектов;
2. Больше внимание должно быть уделено риску распространения, существующему в технологиях обогащения в конце топливного цикла;
3. Гарантии МАГАТЭ должны перейти к подходу, в основе которого лежит постоянная защита материалов: контроль и учет с использованием систем наблюдения и защиты, как непосредственно на объектах, так и во время транспортировки. В основу гарантий должен быть положен риск, связанный с работой топливного цикла;
4. Анализ, исследования, разработка топливного цикла, равно как и демонстрационные мероприятия, должны включать четкий анализ риска распространения ядерного оружия и меры, направленные на его минимизацию;
5. В сценарии глобального развития международные хранилища отработанного топлива имеет значительные преимущества нераспространения, а потому хранилища должны быть рассмотрены в кратчайшие сроки и развернуты в течение следующего десятилетия.

На основе вышеизложенного можно сделать выводы, что на свободном рынке стоимость энергии, произведенной на атомных станциях может быть уменьшена за счет разумного снижения капитальных и эксплуатационных затрат, затрат на техобслуживание, а также сокращения времени строительства. Конструкция современных реакторов

позволяет достичь очень низкого уровня риска серьезных аварий за счет проведения мероприятий «лучшая практика».

Совершенствование открытого топливного цикла может дать настолько значительные преимущества управления отходами, что с ними смогут сравниться преимущества, на которые претендует более дорогие замкнутые топливные циклы.

Нынешний международный режим гарантий не соответствует проблемам безопасности расширенного развития атомной энергетики, как это предусмотрено сценарием глобального развития. Экспансия атомной энергетики также будет критично воспринята общественностью. Исследование свидетельствует о том, что общественное мнение не считает развитие атомной энергетики способом решения проблемы глобального потепления, предлагая использованных источников

Список литературы:

1. Будущее атомной энергетики/ Междисциплинарное исследование Массачусетского технологического института./ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.seu.ru/programs/atomsafe/books/FAE1.pdf>

Использование глинистых материалов в создании барьера безопасности для выводимого из эксплуатации реактора АД

*Чубреев Д.О., Антоненко М.В., Кузнецов Г.В.**

ФГУП «Горно-химический комбинат», Россия, г. Железногорск

** НИ Томский политехнический университете, Россия, г.Томск*

dimanch@mail2000.ru.

Реактор АД представляет собой одноцелевой проточный промышленный уран-графитовый реактор на тепловых нейтронах, размещенный в глубине горного массива в скальных выработках Ангара-Канского гидрогеологического массива. Данные породы характеризуются низкой пористостью и проницаемостью. Скорость фильтрации воды находится в диапазоне 0.15-110 м/год [1]. Реактор остановлен 30.06.1992 г. для вывода из эксплуатации по варианту безопасного захоронения на месте.

Согласно ФЗ «Об использовании атомной энергии» при хранении или при захоронении радиоактивных отходов должны быть обеспечены их надежная изоляция от окружающей среды, защита настоящего и будущих поколений, биологических ресурсов от радиационного воздействия сверх установленных норм.

В соответствии с [2] для изоляции радионуклидов от окружающей среды создаются дополнительные барьеры безопасности. Барьеры сооружаются за пределами и в пределах шахты реактора и хранилищ твердых РАО, находящихся на площадке размещения реактора.

В работе [3] рассмотрен процесс миграции C^{14} в окружающую среду. Главным дополнением данной работы к постановкам [3], с целью обоснования пригодности использования глины при выводе из эксплуатации реактора АД ФГУП «ГХК» по варианту захоронения на месте, проведено дополнительное моделирование влияния свойств глинистых пород, в частности вермикулита вспученного, бентонита Камалинского, Каолининовой глины и суглинка Березовского на долговечность глинистого барьера безопасности.

Цель работы – оценка влияния свойств глинистых пород на долговечность барьера и определение оптимального типа материала для использования в качестве барьерного. Предметом настоящей публикации являются результаты математического моделирования процессов диффузии и фильтрации C^{14} в создаваемом глинистом барьере.

Основными требованиями, предъявляемыми к барьерным материалам, являются: низкая водопроницаемость, высокая сорбционная способность по отношению к радионуклидам, стабильность свойств на протяжении времени, высокая пластичность и достаточная несущая способность.

ИФХЭ РАН проведен комплекс исследований образцов глинистых пород, включающий определение гранулометрического и минералогического состава пород, химических, водно-физических и сорбционных свойств пород [4].

Вертикальная диффузии и процесс конвективного переноса радионуклидов в увлажнённом слое грунта водами, фильтрующимися через слой твёрдых отходов, играют определяющую роль в процессе распространения радионуклидов [4]. За время существования ПЗРО радионуклиды могут проникнуть на значительную глубину, достигая уровня грунтовых вод [5].

Поэтому представляет практический интерес использование математических моделей, позволяющих быстро находить содержание радионуклидов в почве в любой момент времени. Результаты моделирования могут быть в дальнейшем использованы для анализа экологических последствий распространения загрязняющих веществ в окружающей среде.

Задача. Требуется установить распределение объемной активности радиоуглерода во времени и по глубине глинистого барьера безопасности, а также выявить наиболее подходящий материал для создания барьера безопасности.

Процесс распространения радиоуглерода описывается дифференциальным уравнением нестационарной диффузии при наличии фильтрационного движения влаги:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - v \frac{\partial C}{\partial x} - \lambda C + \varphi \quad (1)$$

где C – концентрация радионуклида в глин; t – время; x – пространственная координата; D – коэффициент диффузии радионуклида в глин; v – скорость движения радионуклида в глин под действием влаги; λ – постоянная распада радионуклида; φ – функция источника поступления радионуклида в глин.

Функция φ учитывает время t выщелачивания радиоуглерода из графитовой кладки и неравномерность распределения радионуклидов в ней.

Для решения поставленной задачи приняты следующие допущения: слой глины представляет собой пористую однородную среду $0 < x < H$, влага фильтруется с постоянной скоростью, в качестве загрязняющего вещества рассмотрен C^{14} , который не вступает в химическое взаимодействие. Также принято допущение, что процесс выщелачивания C^{14} из графитовой кладки происходит с постоянной скоростью. Численные решения нестационарного уравнения диффузии проводились методом конечных разностей в программе MatLab.

Исходные данные:

- Толщина глинистого барьера (H) – 6 м;
- Скорость движения почвенной влаги (u) – 1) 0,15 м/год;
2) 55 м/год;
3) 110 м/год.
- Период полураспада радиоуглерода (T) – 5730 лет;
- Скорость поступления радионуклида в глин (φ) – $10^{-5} \div 10^{-6}$ кг/м² · сут;
- Начальная концентрация радионуклида на границе барьера (C) – $6,8 \cdot 10^{14}$ Бк/кг.
- Характеристики глинистых пород:

Глинистая порода		Вермикулит вспученный	Бентонит Камалинский	Каолинитовая глина	Суглинок Березовский
Параметры					
Содержание фракций частиц породы (%)	гравий	19,5	0,6	-	-
	песок	74,6	30,6	12,7	5,2
	пыль	-	54,7	66,7	90
	ил	-	14,1	20,6	4,8
Коэффициент межфазного распределения, K_d (м ³ /кг)		0,25	0,12	0,02	0,1
Фактор задержки, R		600	3200	65	320
Плотность, ρ (кг/м ³)		150	1190	880	1310
Средняя влажность, θ (%)		71,4	55	58,8	31,8
Коэффициент диффузии, D (м ² /год)		0,76	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$2,75 \cdot 10^{-3}$	$3,16 \cdot 10^{-4}$

Начальные и граничные условия:

$$t = 0 : C = C_0, \quad 0 \leq x \leq H;$$

$$x = 0 : -D \frac{\partial C}{\partial x} = q_1, \quad t > 0;$$

$$x = H : -D \frac{\partial C}{\partial x} = q_2, \quad t > 0.$$

Методика решения.

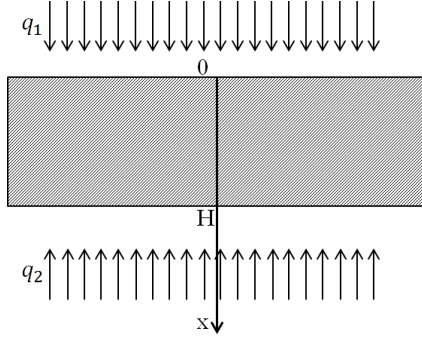


Рис.1 Геометрия задачи

На рис. 1 представлена геометрия данной задачи. Для ее решения методом конечных разностей построена конечно-разностная сетка (рис. 2).

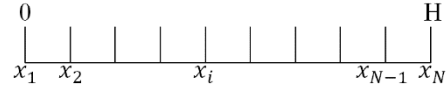


Рис.2. Конечно-разностная сетка: $x_2, x_3, \dots, x_{N-1}$ — координаты внутренних узлов; x_1, x_N — координаты граничных узлов

Определено значение концентрации в i -ом узле в момент времени $t = t_n = n \cdot \tau$ как $T(x_i, t_n) = T_i^n$, где τ — шаг интегрирования по временной координате, n — номер шага по времени.

В уравнении (1) дифференциальные операторы заменены на их конечно-разностные аналоги и получено уравнение вида:

$$\frac{C_i^{n+1} - C_i^n}{\tau} = D \cdot \left(\frac{C_{i+1}^{n+1} - 2C_i^{n+1} + C_{i-1}^{n+1}}{h^2} \right) - v \cdot \left(\frac{C_i^{n+1} - C_i^n}{h} \right) - \lambda C + \varphi,$$

Полученное уравнение приведено к виду $A_i \cdot C_{i+1}^{n+1} - B_i \cdot C_i^{n+1} + E_i \cdot C_{i-1}^{n+1} = F_i$:

$$\frac{D}{h^2} \cdot C_{i+1}^{n+1} - \left(\frac{2D}{h^2} + \frac{1}{\tau} + \frac{v}{h} \right) \cdot C_i^{n+1} + \frac{D}{h^2} \cdot C_{i-1}^{n+1} = \left(-\frac{1}{\tau} - \frac{v}{h} \right) \cdot C_i^n + \lambda C - \varphi,$$

Предположено, что существуют такие наборы чисел α_i и β_i ($i = \overline{1, N-1}$), при которых

$$C_i^{n+1} = \alpha_i \cdot C_{i+1}^{n+1} + \beta_i, \quad \text{где } \alpha_i = \frac{A_i}{B_i - E_i \cdot \alpha_{i-1}}, \quad \beta_i = \frac{E_i \cdot \beta_{i-1} - F_i}{B_i - E_i \cdot \alpha_{i-1}}.$$

Проведена дискретизация граничных условий II рода с погрешностью $O(h^2)$. Используя левое граничное условие, функция $C(x)$ разложена в ряд Тейлора в окрестности точки $x=0$ до членов второго порядка относительно h :

$$C_2^{n+1} = C_1^{n+1} + h \cdot \left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=0}^{n+1} + \frac{h^2}{2} \cdot \left. \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} \right|_{x=0}^{n+1}.$$

С учетом уравнения (1) получено:

$$C_1^{n+1} = \frac{2D\tau}{2D\tau + h^2} \cdot C_2^{n+1} + \frac{h^2}{2D\tau + h^2} \cdot C_1^n - \frac{h^2 D \tau (\lambda C - \varphi) - q_1 h \tau (2D + h v)}{D(2D\tau + h^2)},$$

где прогоночные коэффициенты в первом узле равны:

$$\begin{cases} \alpha_1 = \frac{2D\tau}{2D\tau + h^2}; \\ \beta_1 = \frac{h^2}{2D\tau + h^2} \cdot C_1^n - \frac{h^2 D\tau(\lambda C - \varphi) - q_1 h\tau(2D + hv)}{D(2D\tau + h^2)}. \end{cases} \quad (2)$$

Аналогично, используя правое граничное условие, функция $C(x)$ разложена в ряд Тейлора в окрестности точки $x=H$ до членов второго порядка относительно h :

$$C_{N-1}^{n+1} = C_N^{n+1} - h \cdot \left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=H}^{n+1} + \frac{h^2}{2} \cdot \left. \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} \right|_{x=H}^{n+1}.$$

Таким образом, найдено уравнение для C_N^{n+1} :

$$C_N^{n+1} = \frac{2D^2\tau\beta_{N-1} - \tau h^2 D(\lambda C - \varphi) - q_2 \tau h^2(2D - hv) + Dh^2 C_N^n}{2D^2\tau(1 - \alpha_{N-1}) + h^2}. \quad (3)$$

Для определения средней линейной скорости движения радиоуглерода под действием влаги использовано выражение $v = \frac{\theta u}{K_d \rho}$ [6].

Результаты и обсуждение. Ранее [3] было установлено, что только в первые 1100 лет после создания барьеров безопасности возможно превышение уровня вмешательства (УВ) удельной концентрации радиоуглерода на выходе из графитовой кладки. В связи с этим для данного периода времени и четырех типов глинистых пород построена зависимость удельной концентрации радиоуглерода на выходе из глинистого барьера безопасности.

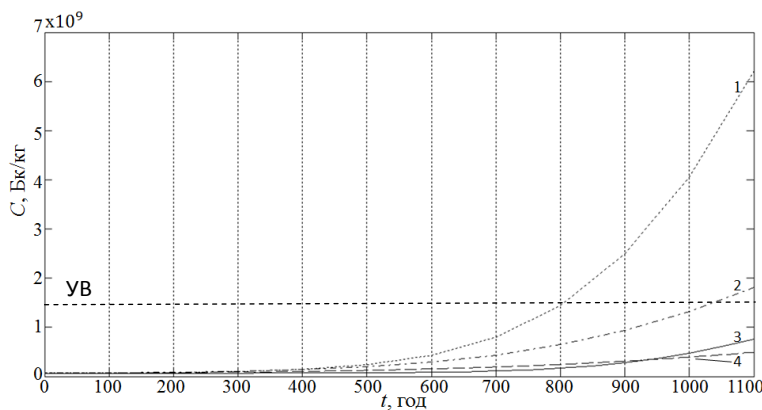


Рис.3. Удельная концентрация C^{14} на выходе из глинистого барьера: суглинок березовский (1), каолиновая глина (2), бентонит камалинский (3), вермикулит вспученный (4)

Из Рис. 3 видно, что лучшей глинистой породой на пути миграции радионуклида являются бентонит камалинский (3) и вермикулит вспученный (4). Для данных пород проведен анализ влияния сильных осадков на барьерную способность.

На рис. 4 приведено распределение удельной концентрации C^{14} по толщине глинистого барьера для скорости фильтрации влаги: а) 55 м/год; б) 110 м/год.

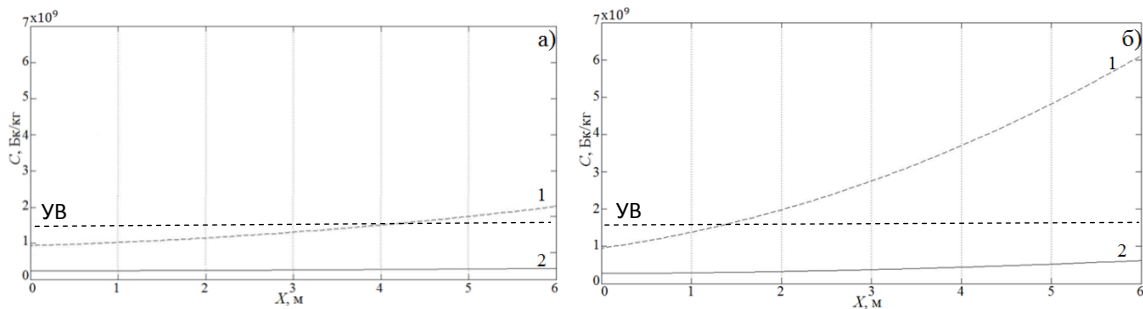


Рис.4 Удельная концентрация C^{14} по толщине барьера: вермикулит вспученный (1), бентонит камалинский (2)

Из рис. 4а,б видно, что для бентонита камалинского, при интенсивном увлажнении, например, в сезоны дождей, концентрация радиоуглерода по толщине барьера практически не меняется в отличие от вермикулита вспученного. Это обусловлено сильным отличием диффузионных свойств пород. Кроме того на величину водопроницаемости в сильной степени влияет порозность глинистой породы. Со временем происходит постепенное уплотнение и заиливание порового пространства [7].

Бентонит камалинский и вермикулит вспученный пригодны для использования в качестве материалов для создаваемых барьеров безопасности. В течение рассматриваемого периода времени (1100 лет) рассматриваемые материалы не допустят выхода радиоуглерода за пределы ПЗРО, кроме ситуаций интенсивных осадков. В случае обильных осадков противодиффузионные и противомиграционные свойства вермикулита заметно уступают бентониту.

Выводы. Данная модель использована для оценки миграции радионуклида в барьере безопасности выводимого из эксплуатации реактора АД.

Размещение в геологических формациях с многобарьерной геотехнологической системой защиты – оптимальный по безопасности вариант научно обоснованного и технически доступного решения проблемы удаления РАО.

Пункт захоронения радиоактивных отходов является сложной многоуровневой геотехнологической системой, основное назначение которой – сохранить стабильность первоначальных условий изоляции радионуклидов в пространственно-ограниченном объеме недр в течение заданного интервала времен.

Наиболее вероятно, что и через 500 лет пласты глин будут сохранять свои гидроизолирующие и барьерные свойства, а сооруженный за пределами влияния тектонических разломов ПЗРО за время своей эксплуатации и консервации не будет разрушен и заполнен водой.

Список литературы:

1. Отчет о НИОКР «Сбор и систематизация имеющихся сведений о природных и техногенных условиях горного массива, вмещающего основные сооружения ФГУП «ГХК» для обоснования безопасности долговременной изоляции ОЯТ и/или РАО в подземных сооружениях комбината», ЗАО «Геоспецэкология», 2008 г.
2. Концепция ВЭ по методу «безопасное захоронение на месте»...
3. Антоненко М.В., Чубреев Д.О., Кузнецов Г.В., Моделирование процесса диффузии радиоуглерода из активной зоны выводимого из эксплуатации ПУГР АД \ Атомная энергия 2015, Москва, т.118.
4. Отчет ИФХЭ РАН «определение сорбционных характеристик образцов глинистых пород»
5. В.М. Прохоров «Миграция радиоактивных загрязнений в почвах», Москва Энергоиздат 1981, 98 стр.
6. В.Г. Савоненков, Е.Б. Андерсон, С.И. Шабалев «Глины как геологическая среда для изоляции радиоактивных отходов», Санкт-Петербург 2012, 215стр.
7. Базылев В.В. Параметры миграции радионуклидов из грунтовых могильников твёрдых радиоактивных отходов.//Вопросы радиационной безопасности.—1997. — № 1. — С. 31—35.
8. Кудряшов Н.А., Серебрякова И.Е. Математическое моделирование миграции долгоживущих радионуклидов в почве в результате радиоактивных выпадений // Атомная энергия. — 1993, — т. 74, — вып. 3, С. 243—247.

Традиционная атомная энергетика в России: состояние, проблемы, перспективы развития

Шимохин П.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: shimokhin.p@mail.ru

Потребность в энергии растет намного быстрее, чем ее производство. Все большего внимания требует проблема истощаемости ископаемых энергоресурсов. Существует глобальная проблема парникового эффекта, накладывающая лимитирование на сжигание газа, нефти и угля на ТЭС. Возможности строительства новых гидроэлектростанций также весьма ограничены, в виду экологических и экономических факторов. Одним из вариантов решения данных проблем, может стать активное развитие ядерной энергетики.

Ядерная энергетика обладает рядом преимуществ. Одним из которых, является высокая энергоёмкость используемого топлива по отношению к другим источникам. Таким образом, 1 кг урана, обогащенный до 4 %, при полном выгорании выделит энергию, эквивалентную 100 тоннам каменного угля или 60 тоннам нефти [1]. Следует отметить, что ядерная энергетика относительно экологична, т.к. не способствует созданию парникового эффекта.

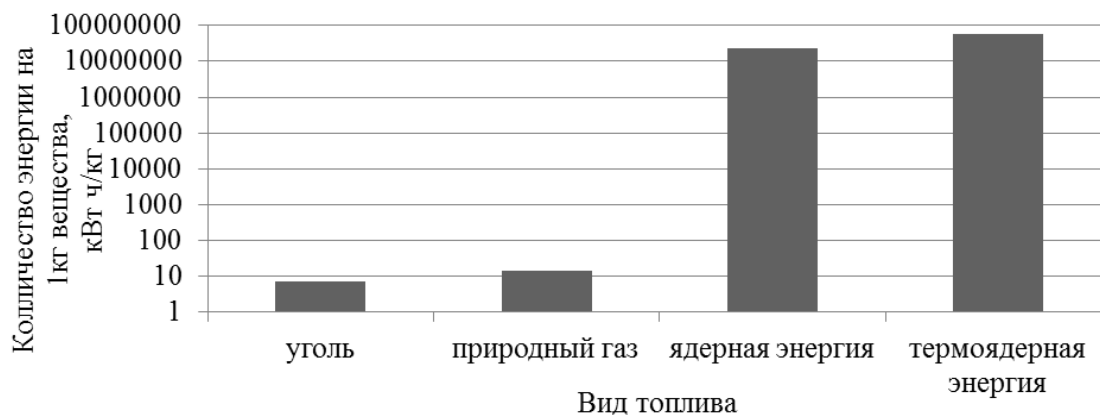


Рис. 1. Эффективность различных способов генерации энергии

В целом, атомная энергетика обладает огромным потенциалом для развития.

Атомная энергетика в России составляет 5 % от мирового рынка атомной электрогенерации, 15 % (на 2014 год – 374 ГВт [2]) мирового рынка строительства АЭС, 45 % мирового рынка обогащения урана, 15 % мирового рынка конверсии ОЯТ и обеспечивает порядка 8 % добычи природного урана в мире.

На данный момент, в России находится в эксплуатации 10 АЭС (в общей сложности 34 энергоблока установленной мощностью 25,2 ГВт), которые покрывают порядка 17 % всего вырабатываемого электричества. При этом, в Европейской части России доля АЭС достигает 30 %, а на Северо-Западе – 37 % [2].

Основываясь на документе об энергетической стратегии России на период до 2030 года, проведен анализ перспектив развития атомной энергетики России. Согласно принятой энергетической стратегии России, (ЕС-2030) перед атомным энергетическим комплексом поставлена задача по достижению этой доли до 19 ÷ 20 % к 2030 году. Прогнозируемый в рамках ЕС-2030 рост мощностей АЭС к 2030 году лежит в пределах от 52 до 62 ГВт. Такой рост может быть гарантирован строительством АЭС с использованием усовершенствованных ВВЭР.



Рис. 2. АЭС России, динамика по суммарной мощности (ГВт)

Возможность достижения подобного уровня развития атомной энергетики на базе технологий тепловых реакторов и открытого ядерного уранового топливного цикла выглядит достаточно сложным, ввиду наработки больших объёмов ОЯТ и недостаточной имеющейся сырьевой базы. Последнее обусловлено тем, что реакторы на тепловых нейтронах работают на уране-235.

Одной из макроэкономических проблем страны является преодоление сырьевой зависимости экспорта России. Атомный энергетический комплекс - один из немногих комплексов, обладающим конкурентными высокотехнологичными продуктами и услугами на внешнем рынке. Главной его задачей является расширение экспортного потенциала отечественных современных ядерных энерготехнологий и услуг. Так, по российским проектам, построено 52 энергоблока за рубежом, из которых работают 37 на таких рынках, как: Китай, Индия, Иран, Восточная Европа. Продолжается политика освоения новых рынков (Турция, Вьетнам) [3].

Существенной проблемой в атомной энергетике является радиационная безопасность. Захоронение и переработка радиоактивных отходов также занимает немаловажное место. Последствия аварий в реакторном отделении с разгерметизацией и выбросом радиоактивных веществ в атмосферу с заражением огромных пространств являются крайне тяжелыми. Весомой проблемой для АЭС является их ликвидация после окончания эксплуатации, она по примерным оценкам может составлять до 20 % стоимости строительства АЭС. Огромные расходы охлаждающей воды по сравнению с ТЭС.

Путем решения проблем захоронения радиоактивных отходов и малой доли «выгорающего» топлива, может быть развитие технологии быстрых реакторов замкнутого топливного цикла.

Решение проблемы сырья, в рамках создания новой технологической платформы (НТП), реализуется сменой сырьевой базы атомных электростанций с ураном-235 на относительно неограниченный уран-238 (99,3 % природного урана). Решение проблемы накопления ОЯТ в атомной энергетике осуществляется замыканием топливного цикла на быстрых реакторах, а также поиском наилучшего обращения с высокоактивными отходами, характеризующимися длительными периодами полураспада.

На сегодняшний день, Россия является мировым лидером в освоении технологий быстрых реакторов. На Белоярской АЭС работают единственные на сегодня опытно - промышленные быстрые реакторы БН-600 и БН-800 с натриевым теплоносителем мощностью 600 и 800 МВт (БН-600 пущен в эксплуатацию в 1980 году). Также, в рамках государственно-частного партнерства планируется запуск СВБР-100 мощностью 100 МВт в Димитровграде в конце 2018 года [4].

На сегодняшний день, ведутся разработки по различным видам теплоносителей БР (свинцовый, свинцово-висмутовый, натриевый). Разрабатываются три различных вида топлива для БР (МОКС топливо на основе вибротехнологии; МОКС топливо на основе таблеточной технологии изготовления; нитридное топливо) по трем разным типам технологии переработки ОЯТ (пирохимия; водная химия; газофторидная химия).

Для коммерциализации системы БН (МОКС) потребуется гарантировать надёжную эксплуатацию реакторов серии БН, а затем обеспечить запуск БН-К на МОКС топливе, в том числе до 2030 ввести малую серию БН-К с опытно-промышленной инфраструктурой ЗТЦ, которая включает в себя завод РТ-2 по переработке ОЯТ ТР и БН и производство МОКС топлива для БН [4].

Основные требования к НТП нового поколения заключаются в повышении качества показателей базовой системы быстрых реакторов и МОКС топлива в таких направлениях, как:

- расширение экспортного потенциала атомного энергетического комплекса;
- расширение сферы использования атомной энергетики;
- экономичность и безопасность.

Дальнейшая разработка технологии СВБР-100 поможет увеличить область применения атомных электростанций, с включением регионального уровня. Поднять уровень экономичности и безопасности поможет разработка технологии со свинцовым теплоносителем. Разработка метода сухой переработки увеличит экономические показатели и повысит темпы ввода новых БР. Завершение разработки и опытную демонстрацию данных технологий планируется провести до 2030 года. Массовое коммерческое использование планируется после 2040 года.

Актуальной задачей является сконцентрировать усилия на разработке и демонстрации наиболее перспективных технологий. При разработке системных требований к технологиям НТП нового поколения, также следует ориентироваться на зарубежные работы в рамках международных и национальных программ, таких, как: «Генерация 4» и ИНПРО.

Список литературы:

1. Трухинский А.Д., Изюмов М.А., Поваров О.А., Малышенко С.П. Основы современной энергетики: учебник для вузов: том 1. Современная теплоэнергетика; под ред. А.Д. Трухня. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 472 с.
2. Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом». URL: <http://www.rosatom.ru/> (дата обращения: 11.10.2015).
3. Габараев Б.А., Смирнов Ю.Б., Черепнин Ю.С. Атомная энергетика XXI века: учебное пособие / – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 250 с.
4. В.И. Рачков. Стратегия развития атомной энергетики России. Труды конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем» - 2010 г., МЭИ.

**Оценка метода эквивалентной длины пробега нейтрона в расчете возраста
в металловодных смесях**

Южаков А.В., Кузьмин А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

Россия, г. Томск

E-mail: kuzminav@tpu.ru

В расчетах и проектировании ядерного реактора требуется знание возраста нейтронов деления. Эта физическая величина, связанная с замедлением быстрых нейтронов до детектируемой энергии, определяет утечки нейтронов и тем самым влияет на размеры реактора. Для определения возраста в смеси материалов активной зоны проектируемого реактора все еще требуется проведение дорогостоящих натурных экспериментов. К настоящему времени имеется несколько экспериментальных и расчетно-теоретических методик по определению значения возраста нейтронов в металловодных смесях. Но из-за неточностей в экспериментах и в ядерно-физических константах надежного согласования теории с опытом получить не удалось. Поэтому разработка новых и аттестация старых методов по определению возраста в смесях представляет интерес.

В [1] был предложен метод эквивалентных длин пробега, основанный на сравнении двух различных металловодных систем X и Y. Если предположить, что среднее сечение рассеяния в смеси X больше, чем в системе Y, то при одинаковых объемных долях значение возраста в системе X будет больше. Однако если средние сечения рассеяния у металлов не сильно различаются, то можно подобрать такую объемную долю воды для системы X, что возраст в этих системах будет одинаков. Тогда сравнение вклада металла в возраст смеси можно провести по длине упругого рассеяния нейтрона:

$$\lambda_s^{(i)} \approx \lambda_t^{(i)} = \left(\frac{v_i \cdot \rho_i \cdot \sigma_s^{(i)}}{A_i} + \frac{v_{H_2O}^{(i)} \cdot \rho_{H_2O}^{(i)} \cdot \sigma_s^{(H_2O)}}{M_{H_2O}} \right)^{-1}, \quad (1)$$

где $\rho_{(i)}$ и $\rho_{(H_2O)}^{(i)}$ – плотности i металла и воды в системе, содержащей i металл; v_i , $v_{H_2O}^{(i)}$ – объемная доля i металла и воды в данной системе.

Справедливо также соотношение:

$$v_i + v_{H_2O}^{(i)} = 1. \quad (2)$$

Так как сравнение металлов производим по длинам свободного пробега, то:

$$\lambda_t^{(X)} = \lambda_t^{(Y)}. \quad (3)$$

Используя выражение (1) и соотношение (2) из равенства (3), получаем условие:

$$\frac{v_X \cdot \rho_X \cdot \sigma_s^{(X)}}{A_X} + \frac{\rho_{H_2O}^{(X)} \cdot \sigma_s^{H_2O(X)}}{A_{H_2O}} \cdot (1 - v_X) = \frac{v_Y \cdot \rho_Y \cdot \sigma_s^{(Y)}}{A_Y} + \frac{\rho_{H_2O}^{(Y)} \cdot \sigma_s^{H_2O(Y)}}{A_{H_2O}} \cdot (1 - v_Y). \quad (4)$$

Допустим, имеются данные по возрасту в системе X, полученные некоторым способом, и имеющиеся значения возраста есть функция объемных долей металла и воды. По этим данным

можно определить возраст в системе Y, так как объемную долю металла V_Y в системе Y можно вычислить из формулы (4) по объемному содержанию V_X для системы X, которая имеет такое же значение возраста нейтронов. Используя это значение V_X , по кривой зависимости возраста от объемной доли в системе X, можно сразу же узнать возраст в системе Y, которая имеет объемную долю металла V_Y .

Выражение для V_X через V_Y получается из формулы (4):

$$V_X = \frac{V_Y \cdot (\theta_Y - \chi) + (\chi - 1)}{\theta_X - 1}, \quad (5)$$

где

$$\chi = \frac{\rho_{H_2O}^{(Y)} \cdot \sigma_s^{H_2O(Y)}}{\rho_{H_2O}^{(X)} \cdot \sigma_s^{H_2O(X)}}, \quad (6)$$

$$\theta_i = \left(\frac{\rho_i \cdot \sigma_s^{(i)}}{A_i} \right) \cdot \left(\frac{A_{H_2O}}{\rho_{H_2O}^{(X)} \cdot \sigma_s^{H_2O(X)}} \right). \quad (7)$$

Соотношение (5) может быть использовано для пересчета от одной металловодной системы к другой, а также от одной температуры к другой.

Для аттестации методики в качестве исходной системы X примем наиболее распространенную систему железо-вода. В работе [2] имеются экспериментальные данные по возрасту в железо-водяной смеси. Выбор источника связан с тем, что результаты эксперимента в [2] были подтверждены расчетами замедления вероятностным методом Монте-Карло по программе TUCHE-III [3], поэтому они являются наиболее достоверными. Также в работах [4,5] методом наименьших квадратов были получены аппроксимации экспериментальных работ [2] с погрешностью менее 3% и имеют вид:

$$\tau_{1,46} = 23,94 + 2,28 \cdot \exp\left(\frac{V_{Fe}}{0,2766}\right). \quad (8)$$

Для определения возраста в $Al-H_2O$ смеси методом эквивалентных длин пробега воспользуемся формулой (5):

$$V_{Fe} = \frac{V_{Al} \cdot (\theta_{Al} - \chi) + (\chi - 1)}{\theta_{Fe} - 1}.$$

Сечения рассеяния усреднены по потоку и сведены в таблицу 1:

$$\sigma_s = \frac{\int_E^{E_0} \sigma_s(E) \frac{dE}{E}}{\int_{E_1}^{E_0} \frac{dE}{E}} = \frac{1}{u_1 - u_0} \cdot \int_{u_0}^{u_1} \sigma_s(u) du. \quad (9)$$

Затем вычисляются значения θ_{Al} , θ_{Fe} и χ по формулам (6, 7) для данных систем, полученные значения занесены в таблицу 2. Далее по имеющейся функциональной зависимости возраста от объемной доли в железо-водяной смеси (8) определяем объемные доли алюминия в алюминиево-водяной смеси, соответствующие тем же значениям возраста. По полученным данным строим зависимость возраста нейтронов в алюминиево-водяной смеси, полученного методом эквивалентных длин пробега, от объемной доли алюминия в смеси (рисунок 1). На том же графике сравним полученные значения с экспериментальными данными из [6] и с аппроксимированными зависимостями по данной системе, полученными ранее в работе [4] по

данным в [7] по 18-ти групповой программе:

$$\tau_{1,01} = \frac{26,48 + 7,9346 \cdot v_{Al}}{1 - 0,995 \cdot v_{Al}}. \quad (10)$$

По 26-ти групповой программе [4]:

$$\tau_{1,01} = \frac{26,48 + 5,2604 \cdot v_{Al}}{1 - 0,9962 \cdot v_{Al}}. \quad (11)$$

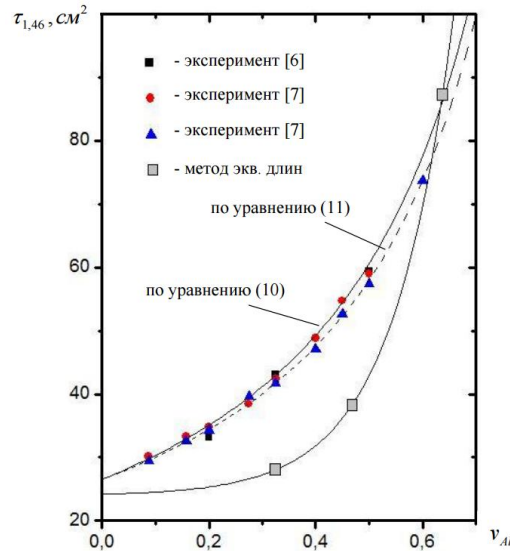


Рис. 1. Зависимости возраста нейтронов от доли алюминия в смеси

Аналогично проведем расчеты по $Zr-H_2O$ системе. Полученная зависимость представлена на рисунке 2. В [8] приведены результаты экспериментов по определению возраста в данной смеси. В [4] эти данные были аппроксимированы зависимостью:

$$\tau_{1,01} = \frac{26,48 - 6,635 \cdot v_{Zr}}{1 - 0,9907 \cdot v_{Zr}}. \quad (12)$$

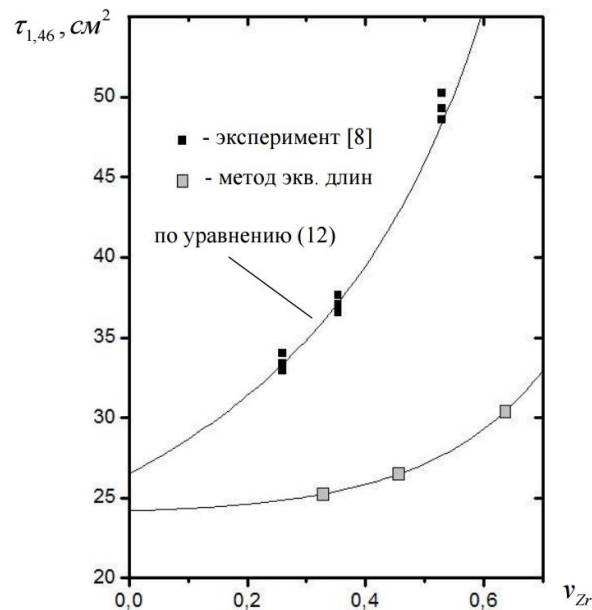


Рис. 2. Зависимости возраста нейтронов от доли циркония в смеси

Таблица 1. Усредненные сечения, вычисленные по формуле (9) при 20°C

Алюминий – вода	Цирконий – вода
$\rho_{Al} = 2,7 \text{ г/см}^3$, $\rho_{H_2O}^{(Al)} = 1,0 \text{ г/см}^3$ $\sigma_s^{Al} = 1,5 \text{ барн}$, $\sigma_s^{H_2O(Al)} = 42,7 \text{ барн}$	$\rho_{Zr} = 6,43 \text{ г/см}^3$, $\rho_{H_2O}^{(Zr)} = 1,0 \text{ г/см}^3$ $\sigma_s^{Zr} = 9,0 \text{ барн}$, $\sigma_s^{H_2O(Zr)} = 42,7 \text{ барн}$

Таблица 2. Результаты расчетов возраста нейтронов в различных системах

	Fe-H ₂ O	Al-H ₂ O	Zr-H ₂ O
ν_i	$\theta_{Fe} = 0,517$	$\theta_{Al} = 0,131$, $\chi = 1,303$	$\theta_{Zr} = 0,609$, $\chi = 1,303$
	$\tau, \text{см}^2$ [2]	$\tau, \text{см}^2$	
0,31	31,17	25,82	24,11
0,47	37,34	27,84	24,66
0,64	46,6	31,18	25,73

Проведенная оценка метода эквивалентных длин пробега для определения возраста нейтронов в металловодных смесях показала отсутствие согласия с имеющимися данными. Метод разрабатывался для экспресс-оценки, поэтому принятые в нем допущения о том, что основной вклад в значение возраста дают лишь ядра водорода, а ядра металла и кислорода служат для распределения нейтронов в системе, а также пренебрежение неупругим рассеянием нейтронов, скорее всего и обусловили большие погрешности метода.

Список литературы:

1. Meghreblian R.V., Holmes D.K. Reactor analysis // OAK Ridge National Laboratory – 1960.
2. Paschall R.K. The Age of Fission Neutrons to Indium Resonance Energy in Iron-Water Mixtures – II. Theory // Jl. Nucl. Energy. – Part A/B. – 1966. – Vol. 20. – P.25.
3. Alter H. The Age of Fission Neutrons to Indium Resonance Energy in Iron-Water Mixtures – II. Theory // Jl. Nucl. Energy. – Part A/B. – 1966. – V. 20. – P. 37.
4. Алексеев А.В., Кузьмин А.В. Аппроксимации экспериментальных и расчетных данных по возрасту нейтронов деления в железо-водной смеси // Современные техника и технологии: Труды XII международ. научно-практ. конференци. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – Т. 2.- С. 336-338.
5. Алексеев А.В., Зык И.С., Кузьмин А.В. К определению возраста нейтронов деления в смесях металлов с водой // Трансфер технологий, инновации, современные проблемы атомной отрасли: Труды Междунар. научно-практ. конф. – Снежинск, 2006. – С. 215-216.
6. Paschall R.K. The Age of Fission Neutrons to Indium Resonance Energy in Aluminum-Water Mixtures // Nucl. Sci. Engng. – 1966. – V. 26. – P. 73.
7. Марченко Л.В., Сергеев Ю.А. Расчет квадрата длины замедления для различных сред в 18- и 26-групповых P₁-приближениях и их сравнение с экспериментальными данными // Бюллетень центра по ядерным данным. – М.: Атомиздат, 1969. – Вып. 6. – С. 319-390.
8. Paschal R.K. The Age of Fission Neutrons to Indium Resonance Energy in Zirconium-Water Mixtures – I. Experiment // nucl. Sci. Engng. – 1965. – V. 23. – P. 256.

Эффективность внедрения турбины на действующей котельной

Асмоловский В.В., Абрамовских А.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: vva8@tpu.ru, E-mail: aleksey82@tpu.ru

Энергетическая отрасль Российской федерации находится в упадке, постройка новых объектов редкость, по сравнению с прошлым, полный износ энергетического оборудования, ведущий к огромным затратам на ремонтные работы, при этом энергетика в РФ плохо

организованна, все выше перечисленное усугубляет нестабильность на рынке электроэнергии и тепловых мощностей.

Основной выход из данного кризиса в правильной политике предприятий. В данную политику входят грамотное управление мощностями, оптимизации внутренних процессов, а также уменьшение расходов на собственные нужды.

Грамотное управление и уменьшение расходов на собственные нужды можно достичь реконструкцией, будь то модернизация отдельного оборудования или полный ввод новейших установок[1].

Одним из наиболее привлекательных способов реконструкции является превращение котельной в мини-ТЭЦ для покрытия собственных нужд электроэнергии и, возможно, отпуск потребителям. Основная задача данной реконструкции – увеличение эффективности котельной за счет покрытия затрат электроэнергии на собственные нужды.

Объектом исследования стала котельная в городе Ханты-Мансийск. Объектом исследования могла быть любая котельная в любом городе, выбор пал именно на эту котельную, потому что она имеет средние показатели по всей России, в эти показатели входит установленная мощность, паропроизводительность и т.д. А также средние “плохие” показатели, присущие котельным по всей стране, это, в первую очередь, износ оборудования порядка 80%, а также плохая организация мощностей.

Для выбранного объекта наиболее приемлемым является переход на схемы с одновременной выработкой тепла и электроэнергии – теплофикация, так как данная котельная не использует всю установленную паровую мощность, из-за изменения потребителей и уменьшение потребности пара на производство. Данная картина распространена в России. К слову, даже если котельная не имеет в наличии свободных мощностей, переход на теплофикацию все равно будет выгодным. Технологией преобразования таких котельных в мини-ТЭЦ является установка паровых турбин. Целесообразность преобразования котельной:

- 1) Повышения надежности электроснабжения, возможно даже полная автономность.
- 2) Уменьшение трат денежных средств на собственные нужды.
- 3) Независимость от внешних источников электроснабжения при авариях.

Целью техперевооружения является использование потенциальной паровой мощности котлов на выработку электроэнергии на собственные нужды котельной (на начало реконструкции процент полезного использования паровой мощности на данной котельной составлял всего 22%).

Система теплоснабжения - закрытая. Водогрейные котлы для города предназначены для подогрева сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Расчет проведен в несколько этапов. В первую очередь была рассчитана тепловая схема котельной, для того, чтобы определить ряд необходимых параметров для летнего и зимнего периода, результаты представлены в таблице 1[2]. Далее осуществлен расчет паровых котлов с целью, найти расход пара на собственные нужды и суммарный расход пара на внешних потребителей [2].

Таблица 1. Результаты расчета тепловой схемы

Наименование	Обозначение	Расчетные режим	
		Максимально-зимний	летний
Отпуск теплоты на отопление и вентиляцию	$Q_{o.b}, \text{Гкал/ч}$	112,7	—
Отпуск теплоты на горячее водоснабжение	$Q_{г.в}, \text{Гкал/ч}$	31,5	31,5
Общая теплопроизводительность	$Q_{общ}, \text{Гкал/ч}$	143,2	31,5
Расход сетевой воды для отопления и вентиляции	$G_{o.b}, \text{т/ч}$	1403,7	1351,2

Наиболее подробно рассмотрен выбор паровой турбины. Для работы с имеющимися паровыми котлами рекомендуется использовать противодавленческую турбину, так как она имеет ряд достоинств: низкая стоимость вырабатываемой электроэнергии, пониженный расход пара на холостой ход позволяет получать активную мощность уже на уровне 10 % от номинальной, что обеспечивает расширенный диапазон рабочих нагрузок; -отсутствие маслосистемы это повышение

надежности оборудования и пожарной безопасности установки; - применение подшипников качения с консистентной смазкой упрощает условия эксплуатации и повышает ремонтпригодность установки; - рабочая частота вращения турбины 3000 об/мин исключает необходимость применения редукторных схем турбогенератора и повышает КПД и надежность его эксплуатации; - небольшие габариты и компактность монтажа позволяют размещать установку непосредственно в котельном отделении и не требуют отдельного помещения; - компактность конструкции обеспечивает быстрый пуск установки из состояния останова. Наиболее привлекательные для выбора достоинства подобной турбины — это широкий диапазон нагрузок, надежность эксплуатации и, конечно, небольшие габариты, поэтому выбор пал на противодавленческую паровую турбину малой мощности типа ТГ 1,5А/10,5 Р13/3.

Расчет паровой турбины осуществлен по методике [3].

При вводе в работу паровую турбину с противодавлением, пар с выхлопа турбины при противодавлении подается в необходимом количестве в деаэратор и в паровые теплообменники сетевой воды, через которые осуществляется регулируемый подогрев обратной сетевой воды. Подогрев происходит в подогревателях сетевой воды ПСВ-125-7-15. На перемычке между подводящим паром от котлов и сбросным от турбины монтируем перемычку с установкой РОУ 1.4/0.12, редукционно-охладительная установка. Она предназначена для снижения давления пара для обеспечения паровой нагрузки бойлерной установки. Конденсатные насосы устанавливаются КС-50-55/2 производительностью 50 т/ч, напором 55 м.в.ст.

В связи с установкой турбины категория котельной по нормам пожарной безопасности остается «Г». Дополнительным ресурсом будет являться турбинное масло, которое подвергается периодической чистке по ходу эксплуатации турбины, через определенный ресурс отработки подлежит замене.

В результате исследования эффективности и экономичности данной реконструкции был проведен SWOT-анализ, построен календарный план проекта, а также проведена его экспертная оценка[4].

Далее был проведен технико-экономический расчет[4], предварительно приняв необходимые расходы денежных средств на данную реконструкцию, данные показатели представлены на рисунке 1. В результате была определена рентабельность реконструкции, которая составляет более 20%. Полученная рентабельность входит в нормы для энергопредприятий.

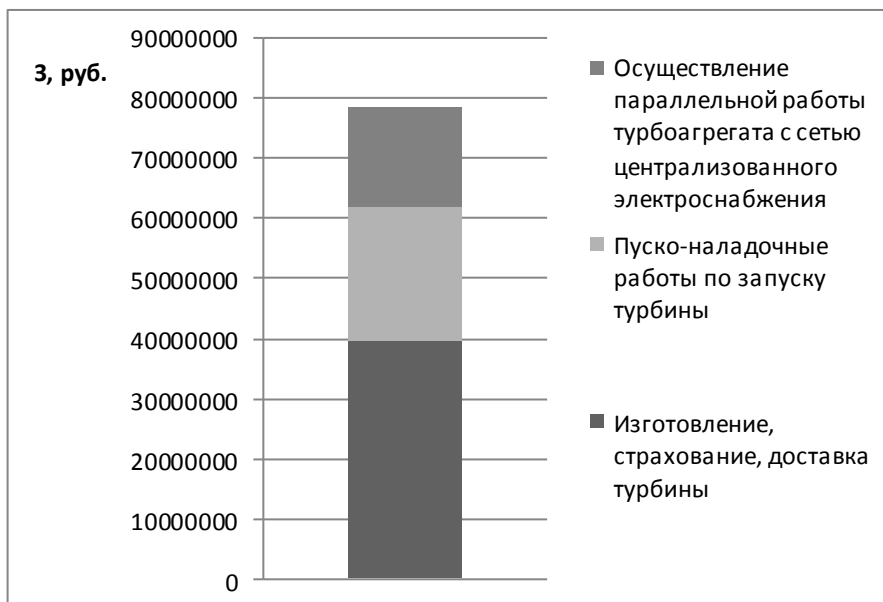


Рис. 1 Затраты денежных средств на реконструкцию

Заключение

Исходя из полученных результатов, пришли к выводу, что данная реконструкция котельной является целесообразной и эффективной.

До реконструкции котельная потребляла электроэнергию для собственных нужд из сети, после внедрения турбоустановки котельная может стать полностью автономной, так как

вырабатываемая электроэнергия способна полностью покрыть собственные нужды котельной. Более того, в перспективе, существует возможность передачи электроэнергии соседним котельным и, возможно, передача в сеть.

Срок окупаемости данного проекта составляет 4 года.

Список литературы:

1. Базыкин Я.В., Абрамовских А.А. The problem of pipeline valves replacement // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи: материалы III российской молодежной научной школы-конференции / Томский политехнический университет. – 2015. – С. 128-131
2. Бузников К.Ф. Производственные и отопительные котельные. – М.: Энергия, 1974. – 231 с.
3. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640с
4. Коршунов Л.А. Экономика и организация энергетического производств. – Изд. Томск. ТПУ 2012. 57 с.

Повышение эффективности тепловых схем АЭС усовершенствованием системы охлаждения конденсаторов

Ростунцова И.А., Абрамов И.Д.

Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина, Россия, г.

Саратов

E-mail: rostunzeva@mail.ru

В настоящее время на существующих АЭС с реактором ВВЭР-1000 для охлаждения циркуляционной воды конденсаторов применяют пруды-охладители. Сброс нагретых вод определяет тепловое воздействие атомных электростанций на экологию водных объектов, используемых для охлаждения циркуляционной воды. С другой стороны, при увеличении нагрузки пруда-охладителя снижается качество охлаждения циркуляционной воды, что негативно отражается на работе основного оборудования в схеме АЭС [1]. Для решения проблемы предотвращения теплового загрязнения водных объектов и соблюдения норм на температуру охлаждения в цикле тепловой схемы применяют дополнительные охладители иных типов: градирни, брызгательные установки или другие водные объекты. В большинстве случаев эти охладители используются для предварительного охлаждения части циркуляционной воды с последующим охлаждением всего количества в основном водоеме или водотоке.

Эффективность работы охлаждающего устройства определяется температурой воды на выходе из него, стремящейся к минимальному значению. Температура циркуляционной воды на выходе из пруда-охладителя определяется:

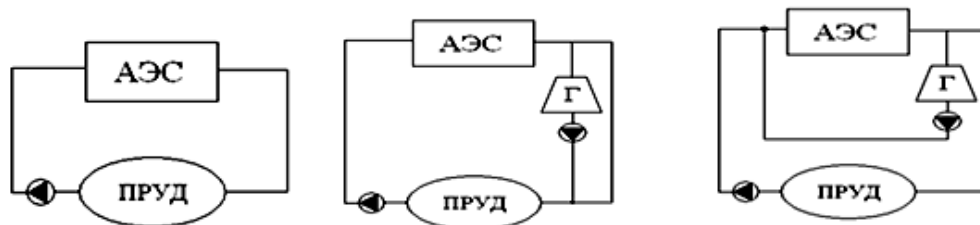
$$T_{1в}^{н} = T_{нв} + \delta t, \quad (1)$$

где, $T_{нв}$ – температура наружного воздуха °С; δt – поправка, определяемая по номограмме пруда-охладителя, используя исходные данные для расчетов, °С.

Температура на выходе из конденсатора:

$$T_{2в}^{н} = T_{1в}^{н} + \Delta t_{цв}, \quad (2)$$

где $\Delta t_{цв}$ –нагрев циркуляционной воды в конденсаторе, °С.



а) схема №1

б) схема №2

в) схема №3

Рис.1. Схемы технического водоснабжения при охлаждении циркуляционной воды:

а) в пруде охладителя;

б) в пруде охладителя и градирни при последовательном их включении;

в) в пруде охладителя и градирни при параллельном их включении.

На рис.1 приведены три схемы охлаждения циркуляционной воды: в пруде охладителя; в

пруде охладителя и градирни при последовательном их включении; в пруде охладителя и градирни при параллельном их включении.

Принцип работы модернизированной схемы №2 (рис. 1 б) заключается в том, что часть циркуляционной воды в количестве $\alpha_{гр}$ на выходе из конденсатора последовательно охлаждается в градирне и в пруде охладителя. После чего смешения потоков вода поступает в конденсатор турбины. При этом параметры циркуляционной воды на входе в пруд-охладитель будут ниже, тем самым уменьшая показатель Δt который прямопропорционально влияет на поправку δt .

В схеме №3 (рис.1 в) главное отличие от предыдущей заключается в том, что точка смешения находится непосредственно перед конденсатором. Вода с градирни не проходит через пруд-охладитель, что позволяет при том же значении $f_{уд}$ существенно снизить общую площадь зеркала пруда-охладителя.

Для корректного сравнения схем следующие значения примем постоянными:

$q_{г} = 10 \text{ м}^3/(\text{м}^2/\text{сут})$ – плотность орошения в градирни;

$f_{уд} = 1,6 \text{ м}^2/(\text{м}^3/\text{сут})$ – удельная плотность пруда-охладителя;

$\Delta t_{цв} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $\alpha_{гр} = 60\%$ от $G_{цв}$ – количество воды, проходящей через градирню.

Для схемы №1 по представленной выше методике определены температуры воды на входе и выходе из пруда охладителя в зависимости от температуры наружного воздуха. Результаты расчета приведены в табл.1.

Таблица 1. Параметры воды в схеме №1

Месяц	$T_{нв}, \text{C}$	$\delta t, \text{C}$	$T_{1в}^n, \text{C}$	$T_{2в}^n, \text{C}$
Апрель	8,2	8,8	17	27
Май	15,8	6,7	22,5	32,5
Июнь	20,5	5,2	25,7	35,7
Июль	22,5	5	27,5	37,5
Август	20,3	5,1	25,4	35,4
Сентябрь	14,2	6,5	20,7	30,7
Октябрь	6,5	9,2	15,7	25,7

Оценка эффективности схем с градирней проводится по следующей методике: расчет начинается с определения параметров циркуляционной воды на выходе из градирни, затем считаются параметры в точке смешения, определяется новое значение Δt и пересчитывается температура циркуляционной воды на выходе из пруда-охладителя:

1. Определяются параметры воды на выходе из градирни:

$$t_{1в}^{гп} = T_{1в} + 0,5 \cdot V_{ветра}, \quad (3)$$

где $T_{1в}$ – температура по номограмме градирни, находится по начальным данным для расчета; $0,5 \cdot V_{ветра}$ – поправка на скорость ветра.

2. Рассчитаются параметры воды после точки смешения, на входе в пруд-охладитель. Для этого составим тепловой баланс точки смешения:

$$h_{1в}^{гп} \cdot \alpha_{гр} + h_{2в}^n \cdot (\alpha - \alpha_{гр}) = \alpha \cdot h_{см} = 0,6 \cdot h_{1в}^{гп} + 0,4 \cdot h_{2в}^n = 1 \cdot h_{см} \quad (4)$$

Значения энтальпии определяем по температуре и заданному давлению циркуляционной воды. По полученному $h_{см}$ и $P_{ц.в.}$ определяем температуру воды $t_{см}$ на входе в пруд-охладитель.

3. Для пруда-охладителя в каждом месяце рассчитается новое значение нагрева воды в конденсаторе: $\Delta t' = t_{см} - t_{1в}^n$

4. Рассчитывается температура на выходе из пруда охладителя в каждом месяце для новых значений $\Delta t'$: $T_{1в} = t_{нв} + \delta t'$

Таблица 2. Параметры воды для схем №2 и №3

Месяц	$T_{1в}^n, \text{C}$	$T_{см}, \text{C}$	$\Delta t', \text{C}$	$\delta t', \text{C}$	$T_{1в}, \text{C}$
Апрель	17	26,4	9,4	8,5	16,7
Май	22,5	30,48	8	5,5	21,3
Июнь	25,7	33	7,3	3,1	23,6
Июль	27,5	34,2	6,7	2,8	25,3
Август	25,4	32,8	7,4	3,7	24
Сентябрь	20,7	29,6	8,9	5,8	20
Октябрь	15,7	25,65	9,9	9,1	15,6

Так как параметры воды на входе в градирню и сами градирни одинаковые, то значения $T_{1в}^{пр}$ и $h_{1в}^{пр}$ для схем №2 и №3 будут одинаковыми.

В табл.2 приведены параметры циркуляционной воды для схем №2 и №3 в зависимости от температуры наружного воздуха.

В табл.3, 4 приведены параметры циркуляционной воды отдельно для схем №2 и №3 соответственно в зависимости от температуры наружного воздуха.

Таблица 3. Расчетные параметры схемы №2

Месяц	$T_{1в}, ^\circ\text{C}$	$T_{1в}^{пр}, ^\circ\text{C}$	$h_{1в}^{пр}, \text{кДж/кг}$	$h_{2в}^{пр}, \text{кДж/кг}$	$h_{см}, \text{кДж/кг}$	$T_{см}, ^\circ\text{C}$
Апрель	24,5	26	109,5	113,7	111,2	26,4
Май	27,7	29,1	122,5	136,7	128,2	30,48
Июнь	29,9	31,3	131,7	149,5	138,8	33
Июль	30,6	32	134,6	157,6	143,8	34,2
Август	29,9	31,1	130,9	148,8	138	32,8
Сентябрь	27,5	28,8	121,3	129,2	124,5	29,6
Октябрь	24,1	25,6	107,9	108,3	108	25,65

Таблица 4. Расчетные параметры схемы №3

Месяц	$T_{1в}^{пр}, ^\circ\text{C}$	$h_{1в}^{пр}, \text{кДж/кг}$	$T_{1в}^{пр}, ^\circ\text{C}$	$h_{1в}^{пр}, \text{кДж/кг}$	$h_{см}, \text{кДж/кг}$	$T_{см}, ^\circ\text{C}$
Апрель	26	109,5	17	72	94,5	22,4
Май	29,1	122,5	22,5	95	111,6	26,5
Июнь	31,3	131,7	25,7	108,3	122,34	29
Июль	32	134,6	27,5	116	127,16	30,2
Август	31,1	130,9	25,4	107	121	28,8
Сентябрь	28,8	121,3	20,7	87,4	107,74	25,6
Октябрь	25,6	107,9	15,7	66,5	91,34	21,7

Определены параметры в конденсаторе для получившихся значений температуры циркуляционной воды. Для этого принят недогрев воды в конденсаторе до температуры насыщения греющего пара – $\Delta t_k = 5 ^\circ\text{C}$. Температура насыщения в конденсаторе составит:

$$t_k = t_{1в} + \Delta t_k \quad (5)$$

Результаты расчета представлены в табл.5 и на рис.1.

Таблица 5. Температура насыщения в конденсаторе

Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь
$t_{к, \text{схема №1}}, ^\circ\text{C}$	22	27,5	30,7	32,5	30,4	25,7	20,7
$t_{к, \text{схема №2}}, ^\circ\text{C}$	21,7	26,3	28,6	30,3	29	25	20,6
$t_{к, \text{схема №3}}, ^\circ\text{C}$	27,4	31,5	34	35,2	33,8	30,6	26,7

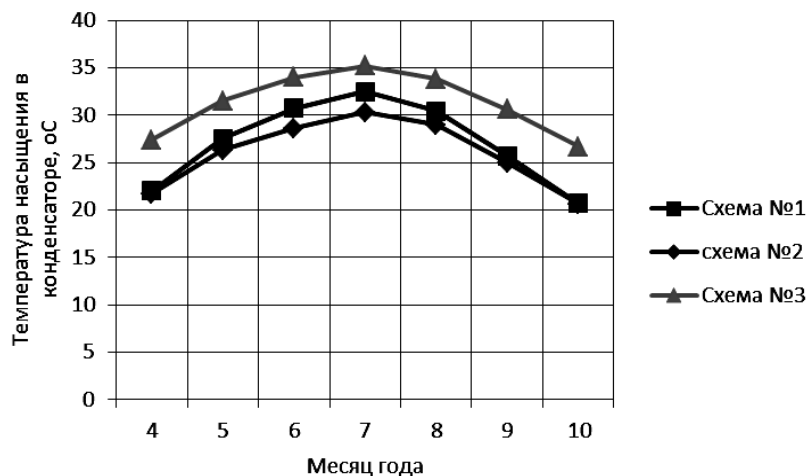


Рис.1 Параметры насыщения пара в конденсаторе

Как видно из табл. 5 и рис.1 более глубокое охлаждение воды происходит в схеме №2. Снижение температуры охлаждающей воды увеличивает вакуум в конденсаторе паровой турбины, что способствует выработке дополнительной электрической мощности в последнем отсеке турбины.

Расчет мощности в последнем отсеке турбины проведен исходя из условия, что пар в последнем отсеке турбины влажный со степенью сухости = 87,55. Результаты расчета мощности в последнем отсеке турбины представлены в табл. 6.

Таблица 6. Расход пара, энтальпии и электрическая мощность в последнем отсеке турбины

Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь
Расход пара, D	893,5	893,5	893,5	893,5	893,5	893,5	893,5
H ₇ , кДж/кг	2388	2388	2388	2388	2388	2388	2388
H _к схема №1, кДж/кг	2236	2248	2254,5	2258,3	2254	2244	2233,5
H _к схема №2, кДж/кг	2235,7	2245,3	2250,1	2253,6	2251	2242,5	2233,2
H _к схема №3, кДж/кг	2247,5	2256,2	2261,5	2264	2259,7	2254,3	2246,2
N схема №1, кВт	135812	125090	119282,25	115887	119729	128664	138045,8
N схема №2, кВт	136080,05	127502,5	123213,6	120086,4	122409,5	130004,	138313,
N схема №3, кВт	125536,75	117763,	113027,7	110794	114636,0	119460,	126698,

Оценивается прирост мощности в схеме №2 (как наиболее эффективной) по сравнению со схемой №1 по формуле: $\Delta N = N_{\text{схема №2}} - N_{\text{схема №1}}$. Результаты представлены в табл. 7.

Таблиц 7. Прирост электрической мощности в схеме №2

Прирост мощности, кВт/час	268,05	2412,45	3931,4	4199,45	2680,5	1340,25	268,05
Выработка эл. энергии за месяц, кВт	192996	1794863	2830608	3124391	1994292	964980	199429,2
Прибыль, млн.руб.	0,154397	1,43589	2,264486	2,499513	1,595434	0,771984	0,159543

Таким образом, произведена оценка эффективности схем оборотного водоснабжения АЭС с реакторами ВВЭР-1000: стандартной схемы охлаждения циркуляционной воды с прудом – охладителем и схем с последовательным и параллельным включением градирни и пруда охладителя в системе охлаждения циркуляционной воды. Получена технико-экономическая целесообразность усовершенствования системы технического водоснабжения по схеме последовательного включения пруда-охладителя и градирни.

Список литературы:

1. Аминов Р.З. АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность/ Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева, А.С. Духовенский, А.И. Осадчий - М.: Энергоатомиздат, 1990.- 245 с.: ил.
2. Аркадьев В.А. Режимы работы турбоустановок АЭС/ В.А. Аркадьев.- М.: Энергоатомиздат, 1986. – 219 с.:ил.

парогазовом цикле. Сравнение различных схем теплофикационных ПГУ проведено по критерию удельной системной экономии топлива μ по сравнению с отдельной схемой производства электрической и тепловой энергии

$$\beta = (B_{\text{кэс}} + B_{\text{кот}}) - B_{\text{пгу}} - \Delta B_{\text{над}} / B_{\text{пгу}}, \quad (1)$$

где $B_{\text{кэс}}$ – расход топлива на КЭС на выработку электроэнергии; $B_{\text{кот}}$ – расход топлива на выработку тепловой энергии; $B_{\text{пгу}}$ – расход топлива в ПГУ; $\Delta B_{\text{над}}$ – дополнительные системные затраты (экономия) топлива, связанные с обеспечением заданных показателей надежности электро- и теплоснабжения потребителей.

Из рисунка 1 следует, что системная топливная и общая эффективность теплофикационных ПГУ зависит не только от параметров рабочих тел, но и от климатических условий и графиков тепловых нагрузок. Корректное использование (1) требует выполнения условий энергетической сопоставимости сравниваемых вариантов теплофикационных ПГУ. Для расчета энергетических показателей различных схем ПГУ разработан и реализован программный комплекс теплогидравлического расчета КУ и его конструктивных характеристик. В таблице 1 приведены некоторые результаты расчетов КУ, выполненного по различным схемам.

Таблица 1. Характеристики КУ ПГУ, выполненной по схеме с одним, двумя и тремя уровнями генерируемого давления пара

Элемент КУ	Средний температурный напор, °С	Коэффициент теплопередачи, Вт/м ² ·К	Тепловая мощность, МВт	Площадь теплообменной поверхности, м ²
Трехконтурный КУ				
ППВД	104,70	19,87	23,470	11 282
ИВД	73,55	22,10	45,580	28 042
ЭВД	19,63	18,90	9,900	26 679
ППСД	11,51	12,37	0,103	724
ИСД	19,27	21,74	2,190	5 228
ЭСД	39,69	20,98	0,388	466
ППНД	53,62	36,34	0,826	424
ИНД	38,69	17,22	14,330	21 506
ГПК	22,44	17,79	16,430	41 654
Суммарные тепловая мощность и поверхность КУ			113,210	136 005
Двухконтурный КУ				
ППВД	104,65	19,87	23,50	11 299
ИВД	73,50	23,50	45,65	26 406
ЭВД	31,85	18,90	20,22	33 576
ППНД	26,64	35,45	0,48	506
ИНД	25,81	17,21	8,29	18 653
ГПК	18,52	17,75	14,39	43 764
Суммарные тепловая мощность и поверхность КУ			112,53	134 204
Одноконтурный КУ				
ПП	106,34	19,87	22,25	10 530
ИСП	74,91	23,50	42,61	24 206
ГПК	27,37	18,90	27,82	53 773
Суммарные тепловая мощность и поверхность КУ			92,68	88 509

Из таблицы 1 следует, что применение более сложных схем КУ приводит к росту поверхности теплообмена, что объективно обуславливает снижение показателей надежности его работы. С целью определения единичных и комплексных показателей надежности КУ разработаны вероятностная модель и методика расчета безотказности КУ. В соответствии с феноменологическим подходом к расчету надежности элементов энергооборудования [1] в основу

математической модели расчета одного из важнейших единичных показателей надежности КУ, его безотказности, положено следующее:

- КУ делится на зоны, каждая из которых вносит свой вклад в вероятность отказа: экономайзерная, испарительная и перегрева тельная зоны;
- действующие напряжения являются случайными величинами, разброс которых относительно математического ожидания определяется глобальными и локальными факторами и распределены по какому-либо вероятностному закону;
- служебные характеристики применяемых материалов (предел длительной прочности и предел выносливости и др.) являются случайными величинами, распределёнными по нормальному или логарифмически нормальному закону;
- оценка безотказности проводится из условия определения вероятности не превышения действующих напряжений над допустимыми на каждом расчетном участке. Для определения этого условия используются свёртки дифференциальных функций распределения действующих напряжений и их предельных значений.

Под безотказностью следует понимать вероятность не превышения величины нагружения $X(t) = \{x_1, \dots, x_i, \dots, x_j, t\}$ величины предела прочности $Y(t) = \{y_1, \dots, y_i, \dots, y_j, t\}$, то есть попадания случайной функции работоспособности (ФР) $Z(t) = X(t) - Y(t)$ в область отрицательных значений. Значения аргументов функции $X(t)$ и $Y(t)$ в общем случае определяются их номинальными значениями x_i^H и y_j^H . Если в КУ выделено $m (m = I, \hat{m})$ зон, имеющих одинаковую надежность, а безотказность каждой из них характеризуется $n (n = I, \hat{n})$ ФР, то условие безотказности запишется в виде

$$Z_{n,m}(t) = \{\min[Y_{nk}(t) - X_{nk}(t)]\}_m > 0, m \in \hat{m}; n \in \hat{n}, \quad (2)$$

где k -количество анализируемых зон КУ.

Вероятность того, что в момент времени t для m -го участка КУ (опуская индекс m) действующие напряжения $\sigma(t)$ превысят допустимые $\bar{\sigma}(t)$, то есть $Z(t) \geq 0$, определится как

$$F[\sigma(t) > \bar{\sigma}(t)] = \iint f(\sigma, \bar{\sigma}, t) d\sigma d\bar{\sigma}, \quad (3)$$

где $f(\sigma, \bar{\sigma}, t)$ - совместная дифференциальная функция распределения вероятностей приведённых напряжений и длительной прочности.

Решение уравнения (3) для вероятности безотказной работы в элементарных функциях достаточно просто получается при сочетании нормальных законов распределения случайных величин действующих напряжений и их допустимых значений в виде

$$P\{\sigma < \bar{\sigma}, t\} = 0,5 - \Phi\left[\frac{M(\sigma(t)) - M(\bar{\sigma}(t))}{\sqrt{S_\sigma^2(t) + S_{\bar{\sigma}}^2(t)}}\right], \quad (4)$$

где $\Phi[\beta]$ - функция Лапласа; $M(\sigma(t)), M(\bar{\sigma}(t)), S_\sigma^2(t), S_{\bar{\sigma}}^2(t)$ - математические ожидания и дисперсии действующих и предельных напряжений в момент времени t .

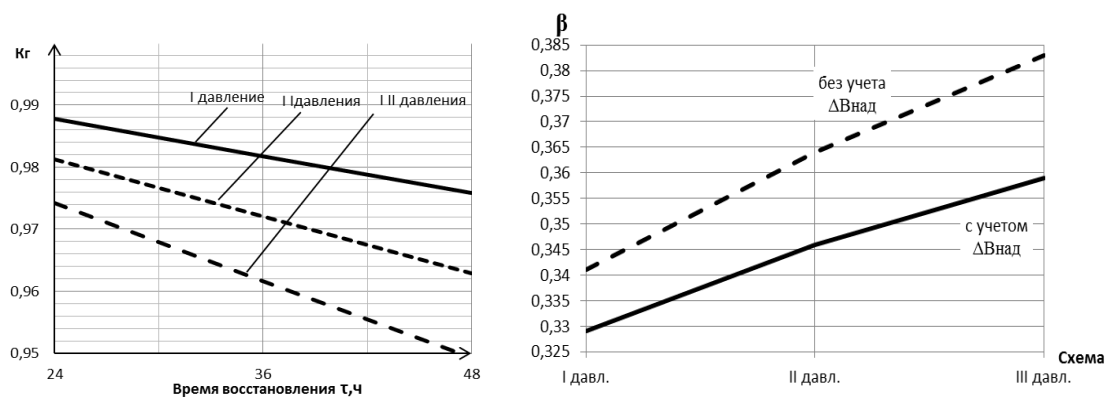


Рис.2. Влияние схемных решений на коэффициент готовности ПГУ K_r и величину системной удельной экономии топлива в системе

Конструктивные характеристики КУ и решение (4) позволили рассчитать показатели надежности КУ и ПГУ в целом для рассматриваемых схем ПГУ. На рисунке 2 приведены результаты расчетов коэффициентов готовности ПГУ и достигаемая удельная системная экономия топлива различных схем ПГУ.

Используя приведенные методические положения и результаты расчетных исследований надежности КУ определена сравнительная системная эффективность отопительных ПГУ, выполненных по различным схемам. В таблице 3 приведены основные показатели экономической эффективности рассмотренных схем теплофикационных ПГУ

Таблица 3. Основные экономические показатели проектов строительства ПГУ ТЭЦ

Показатель	Обознач.	Ед. изм.	Схема		
			I давление	II давления	III давления
Капиталовложения	К	млн руб.	5281,4	5436,1	5442,3
Чистый дисконтированный доход*	ЧДД	млн руб	1694,3	1791,3	2063,9
Внутренняя норма доходности	ВНД	-	0,1526	0,1534	0,1582
Индекс доходности	ИД	-	1,2547	1,2615	1,3010
Дисконтированный срок окупаемости	T _{ок}	лет	14,5	14,0	13,0

*-с учетом дополнительных системных затрат на обеспечение заданного уровня надежности электро- и теплоснабжения потребителей

Из приведенных данных видно, что схема с трехконтурным КУ экономически эффективна.

Список литературы:

1. Анкудинова М.С. Методы расчета и учета показателей надежности котла-утилизатора при выборе рациональных схем отопительных ПГУ/ М.С. Анкудинова, Е.А. Ларин, Л.А. Сандалова // Вестник СГТУ. – 2015.- № 1 (68).– С.115-120.

Перспективы развития когенерационных систем производства электрической и тепловой энергии

*Арсланова Э.Р., Арсланов И.М., Дмитриева И.С., Дмитриев С.В.,
Сюткина Ю.П., Шакиров Ю.И.*

*Набережночелнинский институт (филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», Россия, г. Набережные Челны,
E-mail: inproni@yandex.ru*

Эффективность энергетических установок и систем оценивается коэффициентом полезного действия [1]

$$\eta = \frac{Q_{\text{пол}}}{Q_{\text{затр}}} = \frac{Q_{\text{затр}} - Q_{\text{пот}}}{Q_{\text{затр}}} = 1 - \frac{Q_{\text{пот}}}{Q_{\text{затр}}}$$

где Q_{затр} – энергия, затраченная на функционирование системы; Q_{пол} – полезная энергия, полученная при функционировании системы; Q_{пот} – энергия, потерянная при функционировании системы.

В качестве полезной энергии, как правило, выступает энергия механическая Q_м, электрическая Q_э и тепловая Q_т, применяемые при производстве необходимых полезных видов продукции для обеспечения жизнедеятельности человека.

Далее рассмотрим электроэнергетические и тепловые системы. Первые энергетические системы представляли собой электростанции для выработки полезной энергии в виде электрической энергии. В процессе развития электростанции достигли значений КПД 0,3...0,4, причем основные потери были в виде потерь тепла с выбрасываемыми уходящими газами и сбросного тепла системы охлаждения (см. рис.1).

Баланс: (затраченная энергия) – (потери энергии) = (полезная энергия)

$$Q_{\text{затр}} - Q_{\text{пот(с газами)}} - Q_{\text{пот(сбросное тепло)}} = Q_{\text{пол}}$$

$$100\% - (35\%...30\%) - (35\%...30\%) = (30\%...40\%).$$

$$\text{КПД: } \eta = \frac{(30...40)\%}{100\%} = 0,3 \dots 0,4.$$



Рис.1 Потери энергии в электростанции

Совершенствование электроэнергетических и тепловых систем проводилось как путем совершенствования их силовых агрегатов (двигателей), так и за счет расширения сфер использования энергетических потоков на выходе систем. Последнее с недавних пор представлено научным направлением, называемым «системы когенерационного цикла», т.е. системы, одновременно вырабатывающие тепловую и электрическую энергии, как основные виды полезной энергии, тем самым одновременно утилизируя тепловые потери системы.

Системы когенерационного цикла известны с начала XX века, но получили широкое применение с 30 годов при государственном строительстве теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) в СССР. Преимуществом ТЭЦ является полезная утилизация сбросного тепла для обогрева зданий. В этом случае энергетический баланс электростанции, показанной на рис.1 изменяется по следующему балансу: (затраченная энергия) – (потери энергии) = (утилизированное тепло) + (полезная энергия)

$$Q_{\text{затр}} - Q_{\text{пот}} = Q_{\text{утилизированное тепло}} + Q_{\text{пол}}$$

$$100\% - (35\%...30\%) = (35\%...30\%) + (30\%...40\%).$$

$$\text{КПД ТЭЦ: } \eta = \frac{(65...70)\%}{100\%} = 0,65 \dots 0,70.$$

В мире разработан ряд схем когенерационных циклов с использованием тепловых насосов для утилизации низкопотенциальной тепловой энергии. Эти схемы позволяют повысить КПД всей системы до уровня $(100 \pm 5)\%$.

Так называемая японская модель использования теплового насоса для обогрева жилья, утилизирует тепло сточных вод с температурой около 15°C и, потребляя электроэнергию от электростанции, поднимает температуру теплового потока, подаваемого на обогрев зданий до 47°C . При соотношениях параметров энергетических потоков, показанных на рисунке 2, достигается суммарный КПД системы обогрева жилых зданий равный 0,95.

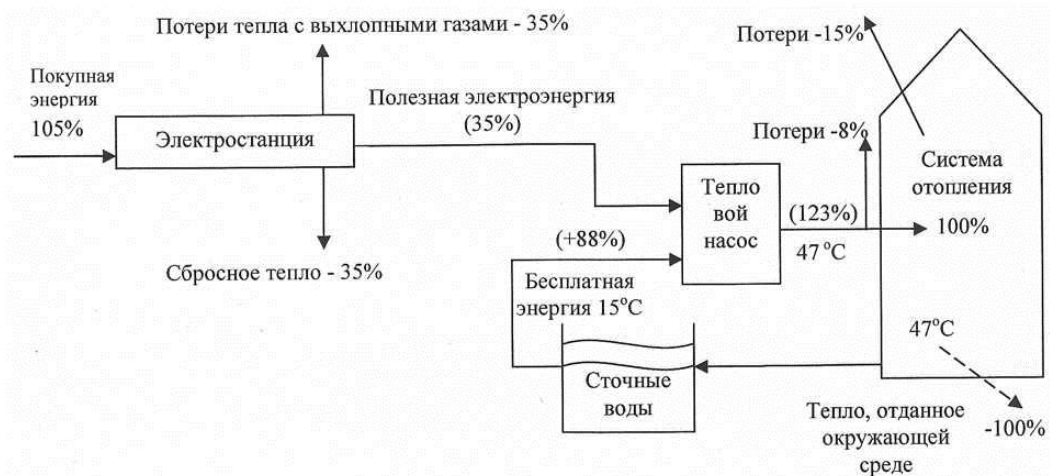


Рис.2 Японская модель использования теплового насоса для обогрева жилья

Достоинством японской модели является использование бесплатного источника низкотемпературного тепла из сточных вод. За счет этого потребитель тепла оплачивает только

30% затрачиваемой на его обогрев энергии, а КПД его системы обогрева составляет 0,95.

$$\text{КПД}_{\text{обогрева}} = 100/105 = 0,95.$$

Недостатки японской модели:

- низкий КПД электростанции: $\text{КПД}_{\text{эл}} = 35/105 = 0,33$.
- большие потоки сбросного тепла электростанции (35%) и тепла с выхлопными газами (35%).
- возможность снижения привлекательности этой модели для потребителя при введении платы за тепло сточных вод.

Шведская модель использования теплового насоса для обогрева жилья имеет КПД системы обогрева больше 1 и показана на рисунке 3.

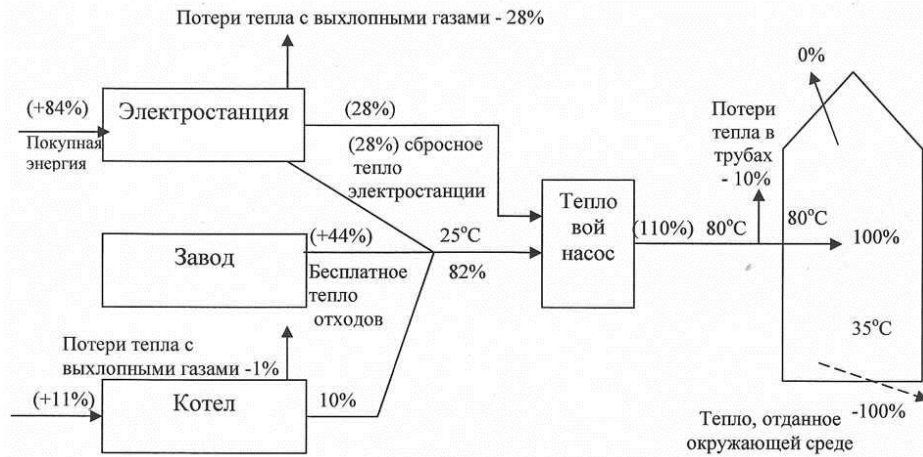


Рис.3. Шведская модель использования теплового насоса для обогрева жилья

Достоинствами шведской модели является использование бесплатного источника низкотемпературного тепла из отходов завода и сбросного тепла электростанции, а также хорошая теплоизоляция обогреваемых зданий. За счет этого потребитель оплачивает только 28% затрачиваемой на его обогрев энергии, а КПД его системы обогрева составляет 1,05: $\text{КПД}_{\text{обогрева}} = 100/95 = 1,05$.

Недостатками являются:

- низкий КПД электростанции $\text{КПД}_{\text{эл}} = 28/84 = 0,33$.
- тепловое загрязнение атмосферы выхлопными газами электростанции (28%).
- необходимость дополнительной котельной для стабилизации работы системы отопления на время остановки завода на выходные дни.
- относительно большая температура воды в трубопроводе после теплового насоса (+80°С), что приводит к потерям тепловой энергии до 10%.

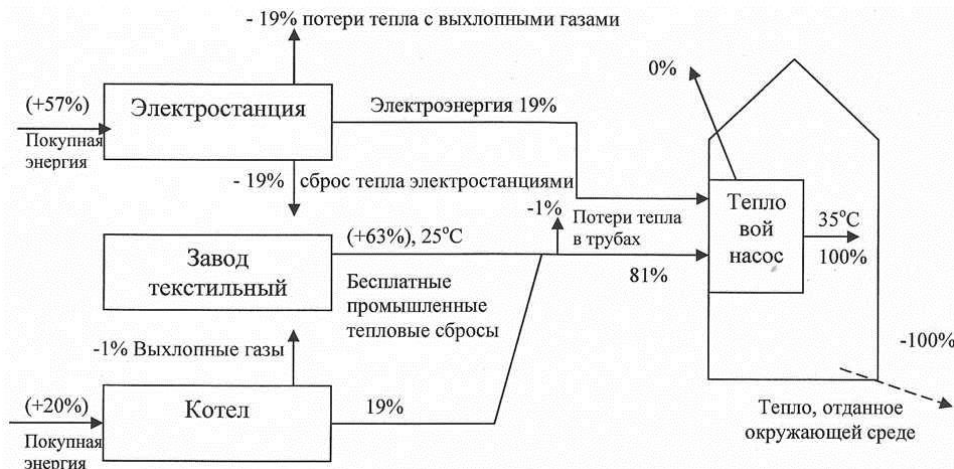


Рис.4. Немецкая модель использования теплового насоса для обогрева жилья

Немецкая модель использования теплового насоса для обогрева жилья также сбалансирована с КПД системы обогрева большим 1 и показана на рисунке 4.

Баланс: покупная энергия + бесплатная энергия – потери = требуемое тепло

$$(57\%+20\%)+63\%-(19\%+1\%+1\%+0\%)=100\%$$

$$\text{КПД}_{\text{обогрева}}=100/95=1,05$$

Достоинствами немецкой модели являются: использование бесплатного тепла промышленных тепловых сбросов текстильного завода; подача этой воды холодной (25°C) до обогреваемых зданий, поэтому почти отсутствуют потери при движении теплоносителя по трубам; тепловой насос расположен около потребителя.

Недостатками немецкой модели являются:

- низкий КПД электростанции ($\text{КПД}_{\text{эл}}=19/57=0,33$);
- тепловое загрязнение атмосферы выхлопными газами (19%) и сбросным теплом (19%) электростанции;
- необходимость дополнительной котельной для компенсации тепла в выходные дни завода.

Выводы из анализа всех трех когенерационных систем:

- все три модели выгодны потребителю тепла, но безразличны для поставщиков электроэнергии и бесплатного тепла. Введение платы за сбросное тепло приведет к снижению эффективности систем обогрева и для потребителя.
- количество загрязнений от электростанции с выхлопными газами и сбросного тепла всей системы фактически, как минимум, не изменяется, так как после обогрева потребителя тепло, в конечном итоге поглощается окружающей средой (замедленные тепловые потоки на рисунках 1,2,3,4 показаны условно пунктирными стрелками). Поэтому с точки зрения экологической безопасности введение когенерационных циклов ситуацию в целом не изменяет.
- для выявления реальной пользы для человека и экологического воздействия на окружающую среду следует включить в рассмотрение энергетических балансов когенерационных циклов энергетических систем также инфраструктурные факторы, связанные с получением первичных энергоносителей, и полезных для человека объектов, потребляющие электрическую и тепловую энергию.
- для реального уменьшения экологического ущерба среде и увеличения размера полезной доли в использовании вырабатываемой энергии энергетическими системами энергетически принципиальное значение имеет реальное повышение значений КПД двигателей, электростанций, энергия которых используется, в том числе и в энергетических системах с когенерационными циклами, т.е. уменьшение количества используемых: газа, нефти, угля и других типов первичных энергоносителей.

Список литературы:

1. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник / Под общ.ред. В.А.Григорьева, В.М.Зорина - 2-е изд., перераб. - М.: Энергоатомиздат, 1991.

Эффективность использования газотурбинной надстройки с вытеснением промперегрева на энергоблоках ТЭС

Асмоловский В.В., Ромашова О.Ю., Заугольникова Я.А., Вагнер М.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: vva8@tpu.ru

В настоящее время существует множество вариантов увеличения эффективности теплоэнергетических систем. Наиболее перспективными являются реконструкция и техническое перевооружение.

В данной работе рассматривается способ повышения эффективности работы оборудования с использованием газотурбинной надстройки (ГТ) с вытеснением промежуточного перегрева пара (ПП) из парового котла на базе конденсационного блока К-300-240 [1] и теплофикационного Т-250-240.

Известно, что основное назначение промперегрева на энергоблоках ТЭС – снижение конечной влажности пара в турбине. Однако при работе теплофикационных блоков по тепловому графику ПП приводит к снижению тепловой экономичности из-за повышения вентиляционного пропуска пара в часть низкого давления [2]. В связи с этим вариант утилизации теплоты

отработавших газов для турбины Т-250-240 предполагает сохранение промперегрева при работе блока в конденсационном режиме с частичным или полным отказом от него в отопительный период с дополнительным нагревом сетевой воды в котле-утилизаторе.

На рис.1 представлена принципиальная схема реконструкции энергоблоков при их работе в конденсационном режиме. Наряду с вытеснением промперегрева происходит частичное вытеснение регенерации высокого и низкого давления. На рис. 2 – пример использования ГТ-надстройки для теплофикационного блока при работе с максимальным отпуском теплоты потребителю.

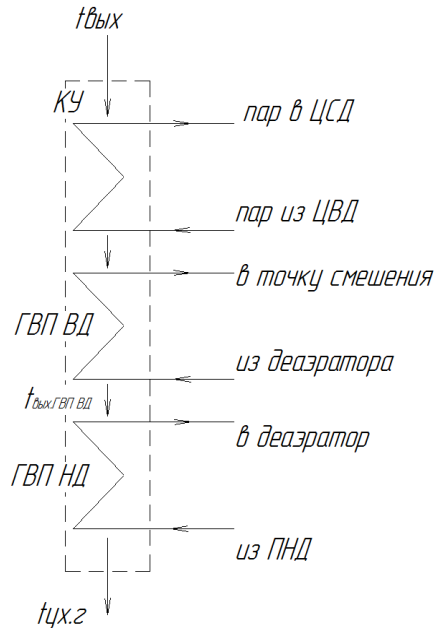


Рис. 1. Схема реконструкции при конденсационном режиме

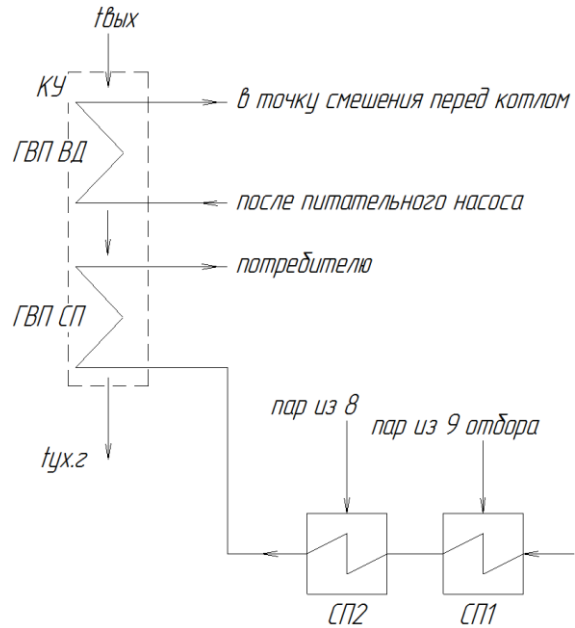


Рис. 2. Схема реконструкции при теплофикационном режиме

За расчетный режим паротурбинных установок принят их номинальный режим работы [3], расчет газовой турбины был осуществлен по методике [4] для стандартного углеводородного топлива. Выбор газотурбинной части при данной реконструкции должен обеспечить перегрев пара, отработавшего в цилиндре высокого давления турбин до заданной температуры промперегрева $t_{пп} = 540$ °С, поэтому в качестве газотурбинной надстройки принята турбина Siemens V64-3A, в количестве 2 штук с температурой газов на выходе $t_{вых} = 585$ °С [3], температура уходящих газов $t_{ух.г} = 120$ °С.

Исходные данные для расчета схемы с энергоблоком К-300-240: температура газов на выходе из газодынного подогревателя высокого давления (ГВПВД) - $t_{вых}^{ГВПВД} = 180$ °С, температура питательной воды на входе в котел $t_{пв} = 266$ °С, расход пара в конденсатор $G_{ок} = 172,62 \frac{кг}{с}$.

Расчетные исследования показывают, что использование теплоты отработавших в ГТУ газов для промежуточного перегрева и частичного нагрева питательной воды пара позволяет увеличить КПД ТЭС до 48,5 %, что почти на 21 % выше КПД исходной схемы. При этом суммарная электрическая мощность станции возрастает до 419 МВт, из них мощность газотурбинной части составляет 139,5 МВт, а паротурбинной установки - 279,5 МВт.

Для турбины Т-250 эффект от вытеснения промперегрева в летнем режиме аналогичен рассмотренному выше варианту для К-300-240.

Исходные данные для расчета Т-250 при работе с максимальным отпуском теплоты: тепловая нагрузка потребителя $Q_t = 372$ МВт, вентиляционный пропуск для традиционной

схемы $G_{\text{вент}} = 32,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$, без промперегрева - $G_{\text{вент}} = 5,86 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ [5], расход сетевой воды $G_{\text{св}} = 1854 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$.

Результаты расчета для Т-250-240 приведены на рисунках 3-4. На рис. 3 - сравнение показателей работы турбоустановки в режимах с промперегревом и без него, где $Q_{\text{т}}$ -тепловая нагрузка регулируемых отборов, $Q_{\text{к}}$ – потери тепла в конденсаторе.

Исключение промперегрева позволяет снизить потери теплоты в конденсаторе с 85 МВт до 14 МВт, что приводит к увеличению КПД турбоустановки на 21%, несмотря на падение электрической мощности на 19%.

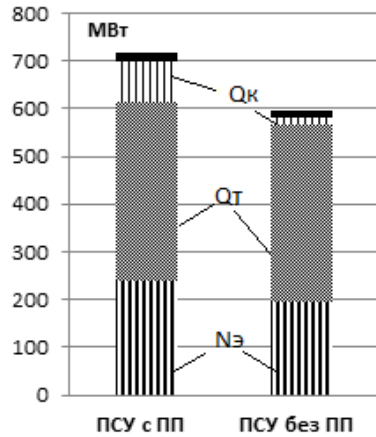


Рис. 3. Сравнение показателей работы турбоустановки Т-250-240 в режимах с промперегревом и без него

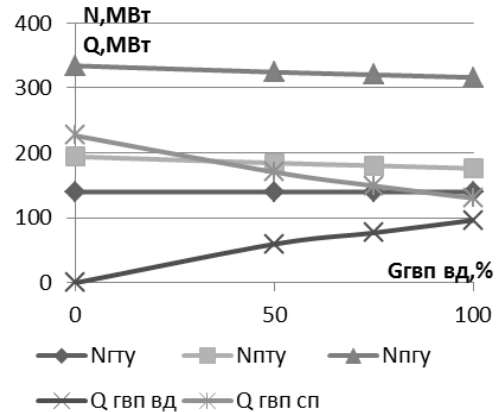


Рис. 4. График изменения параметров работы ГТ-надстройки с турбиной Т-250-240 в зависимости от расхода питательной воды на ГВП ВД

Рис. 4 отражает изменения параметров работы ГТ-надстройки с турбиной Т-250-240 в зависимости от расхода питательной воды на ГВП ВД.

Из графика видно, что наибольшая эффективность ПГУ достигается в случае, когда отработавшие в ГТ газы отдают все свое тепло в газо-водяном подогревателе сетевой воды (ГВП СП), нагревая сетевую воду.

Исследования показывают, что использование теплоты отработавших в ГТУ газов для нагрева сетевой воды с исключением ПП позволяет увеличить КПД ТЭС до 88 %, что почти на 14 % выше КПД до реконструкции. При этом суммарная электрическая мощность станции возрастает до 325 МВт (без газотурбинной надстройки мощность паровой части 241 МВт), из них мощность газотурбинной части составляет 40%.

Сравнение показателей работы рассмотренных схем ПГУ с вытеснением промперегрева по сравнению с исходным вариантом представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сводная таблица результатов

Показатель	К-300-240	ПГУ с вытеснением ПП (К-300-240)	Т-250-240	ПГУ с исключением ПП (Т-250-240)
Расход пара на турбину, кг/с	291,08	218	269	243
Мощность блока, МВт	300	419	241	325
КПД	0,383	0,485	0,741	0,88

Выводы:

1) ГТ-надстройка с вытеснением промперегрева из парового котла на блоках СКД при их работе в конденсационном режиме приводит к увеличению мощности почти на 30 % и КПД станции более, чем на 20 %.

2) Эффект от использования ГТ-надстройки на теплофикационных блоках можно получить – в летний период за счет вытеснения ПП, а в отопительный – за счет увеличения тепловой нагрузки.

3) Исключение промперегрева на блоке Т-250 с ГТ-надстройкой при использовании теплоты котла-утилизатора для дополнительного нагрева сетевой воды в режиме максимальной тепловой нагрузкой отборов паровой турбины увеличивает мощность ТЭС с на 26% и КПД станции на 16 %.

Список литературы

1. Березинец П.А. Газотурбинная надстройка блока 300 МВт Костромской ГРЭС//Электр.станции. – 1999. - №7 С.64-72
2. Л.А.Беляев, О.Ю.Ромашова. Использование тепла промперегрева для увеличения отпуска тепла от турбоустановки.- Известия Томского политехнического университета, 2002, С.114-120.
3. Косяк Ю.Ф. Паровая турбина К-300-240 ХТГЗ. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 272 с.
4. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: Издательство МЭИ, 2002.– 584с .
5. Трухний А.Д.Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: Издательство МЭИ, 2002. — 540 с.

Расширение Краснодарской ТЭЦ ПГУ – 410

Барсукова О.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск,

E-mail: exception17@mail.ru

Сооружение установок комбинированного цикла (или ПГУ) является в последнее время основной тенденцией развития мировой и отечественной теплоэнергетики[1]. Сочетание циклов на базе ГТУ, т.е. газотурбинной установки, и паротурбинной установки (циклов Брайтона и Ренкина соответственно) обеспечивает резкий скачок тепловой экономичности электростанции, при этом около двух третей её мощности приходится на ГТУ. Пар, выработанный за счет тепла отработанных газов ГТУ, как уже отмечалось, приводит в действие паровую турбину,при этом КПД таких установок свыше 50%

Топливом отечественных ПГУ является природный газ, однако им может служить как природный газ, так и продукты нефтехимической промышленности, например мазут. В парогазовых установках на одном валу с газовой турбиной находится первый генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают ей часть своей энергии и далее продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где вырабатывается поступающий на паровую турбину водяной пар.

Краснодарская ТЭЦ построена в 1954 г. для покрытия потребностей г. Краснодара и близлежащих районов в тепле и электроэнергии. В настоящее время установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 744 МВт, установленная тепловая мощность – 781 Гкал/ч. Основным топливом Краснодарской ТЭЦ является природный газ (98-99%), резервным – мазут. В состав основного энергогенерирующего оборудования Краснодарской ТЭЦ входят: неблочная часть, состоящая из шести котлов и пяти паровых турбин, установленной мощностью 159 МВт и блочная часть, состоящая из четырех блоков открытой компоновки (паровой котел и турбина), установленной мощностью 585 МВт. Оборудование не блочной части Краснодарской ТЭЦ имеет значительный физический износ. Энергосистема Краснодарского края является дефицитной; часть потребности в электроэнергии покрывается за счет перетоков из соседних регионов. Строительство новых жилых районов в г. Краснодаре обуславливает рост тепловых нагрузок[2].

Энергетический блок ПГУ-410 является моноблочной парогазовой установкой с тремя контурами давления пара и промежуточным перегревом, предназначенной для производства электроэнергии и тепла в базовом режиме работы. Блок ПГУ-410 по своим показателям не уступает мировым аналогам. Он уникален тем, что для этого блока разработана паровая турбина Т-113/145-12,4 (первый российский проект, в котором она используется, изготовитель – ЗАО «Уральский турбинный завод»).Также в состав основного оборудования блока входят: газовая турбина (ГТУ) индустриального типа модели М701F4 мощностью 303,4 МВт ; котел-утилизатор (КУ) Еп-307/353/41,5-12,6/3,1/0,5-565/560/250. Мощная ГТУ М701F4 в плане экономичности

и экологической чистоты находится на одном уровне с разработками таких производителей, как Alstom, Siemens, GE Energy, однако превосходит их по надёжности.

Реализация проекта позволит вывести из эксплуатации неэффективно функционирующую и изношенную не блочную часть Краснодарской ТЭЦ. Внедряемая технология позволяют обеспечить увеличение объёмы и эффективность производства тепловой и электрической энергии и соответствуют экологическим стандартам, принятым в странах Евросоюза.

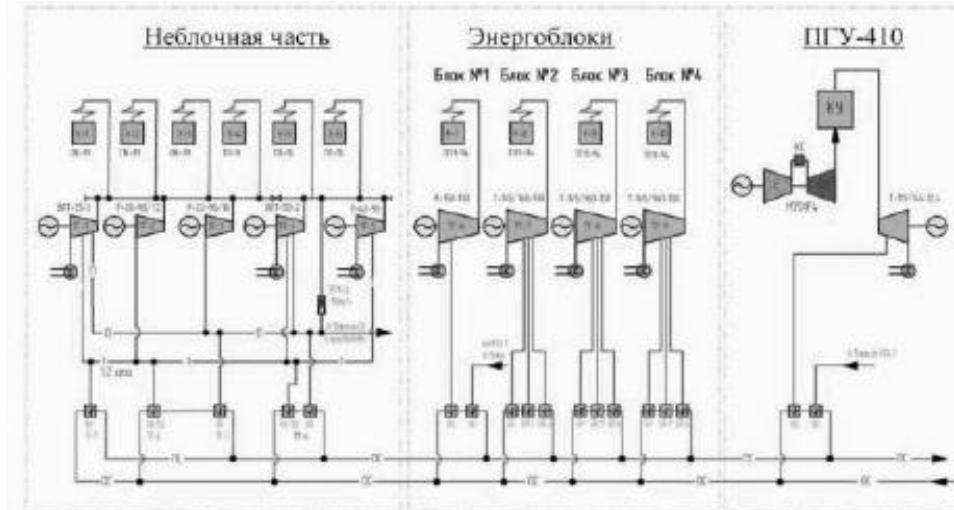


Рис.1. Тепловая схема Краснодарской ТЭЦ после расширения

Отпуск электроэнергии потребителям от ПГУ-410 составит порядка 3 210 тыс. МВтч в год, теплоэнергии - 715 тыс. Гкал/год, удельный расход топлива на отпуск электроэнергии 204 г.у.т./кВтч, тепла - 121 кг.у.т./Гкал. Расчетный электрический КПД ПГУ при работе в конденсационном режиме составляет 57,4%.

Методологической основой исследования стали научные труды отечественных и зарубежных ученых в области парогазовых установок.

Список литературы:

1. Мошкарин А.В. Анализ направлений развития отечественной теплоэнергетики; / Иван. гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина. – Иваново: Иван. гос. энерг. ун-т, 2002.-256с.
2. Проектная документация. Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410,ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго». Инжиниринговая компания ОАО «СиСиДжиЭс» - Краснодар ,2011.-60с.

Рентгенофазовый анализ сварного узла пароперегревателя

Фисенко Р.Н., Бреус С.С., Рудаков Р.А., Кавун Д.А., Любимова Л.Л.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: breus-sergei@mail.ru

Введение. Сварные соединения (СС) наряду с гитами относятся к наиболее часто повреждаемым элементам паропроводов теплоэнергоустановок [1]. Поэтому исследования, направленные на обеспечение надёжной работы сварного узла, представляются особенно актуальными.

Среди всех методов, позволяющих изучать фазовый состав стальных изделий, метод рентгенофазового анализа (РФА) занимает особое место. Одной из основных задач, решаемых РФА, является исследование твёрдых растворов. При этом имеется возможность прямого измерения параметра элементарной ячейки кристаллического вещества (a , Å), чрезвычайно чувствительного к концентрации примесей, растворённых в данном веществе. Перераспределение примесей в процессе эксплуатации изделия вызывает изменение a , что закладывается в основу расчёта зональных напряжений (σ_z , МПа), так что кристаллическая решётка является своеобразным индикатором состояния стали и диагностическим признаком [2].

Постановка задачи проведения исследований.

Особый интерес с точки зрения обеспечения надёжности представляют композитные СС. Поэтому определение фазового состава такого рода СС (как в непосредственной близости, так и на некотором удалении от сварного шва) и оценка σ_I явились целью данной работы.

Методика эксперимента.

Поставленные задачи решались с применением метода РФА на рентгеновском дифрактометре ДРОН ($\lambda_{CuK\alpha}$; $\lambda_{cp} = 1,54178 \text{ \AA}$).

Объектом исследования являлся участок пароперегревателя энергетического парового котла, состоящий из сваренных (ручной электродуговой сваркой) между собой двух труб (каждая длиной 181,5...182 мм, диаметром 32 мм и толщиной стенки 5 мм). Поперечный сварной шов соединял два разнородных материала. Одна труба выполнена из перлитной стали 12Х1МФ, а другая – из аустенитной нержавеющей стали 12Х18Н9Т. Использование таких композитных СС в энергетике обусловлено как условиями работы (высокие температуры стенки трубы), так и экономическими соображениями.

Для исследований из различных участков трубы, находящихся как в сварном шве, так и на различном удалении от него, были вырезаны 16 образцов в плоскостях, параллельных оси трубы (рис. 1, 2).

Плоскость, ближайшая к оси трубы, принята за внутреннюю поверхность (рис. 1). Плоскость, расположенная на расстоянии 2,14 мм от наружной поверхности (почти в центре стенки трубы), названа наружной (рис. 1). Изготовленные образцы позволили исследовать 20 зон (рис. 2), в том числе: сварной шов, область около шва и зону термического влияния сварки (ЗТВ).

Концентрация каждой фазы в составе исследованных зон (C , %) оценивалась по интенсивности дифракционных максимумов. Параметр элементарной ячейки (a_i , $\text{\AA}$) определялся с использованием уравнения Вульфа-Брэггов по средней длине волны λ_{cp} . Зональные напряжения (σ_I , МПа) оценивались на основании закона Гука:

$$\sigma_I = \frac{a_i}{a_0} \cdot E = \frac{a_i - a_0}{a_0} \cdot E,$$

где E – модуль нормальной упругости, МПа [3]; a_i , a_0 – соответственно текущее значение параметра элементарной ячейки и значение параметра элементарной ячейки эталона, $\text{\AA}$.

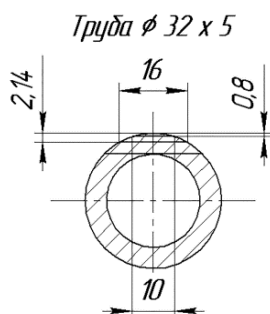


Рис. 1. Разрез трубы с указанием плоскостей резов при подготовке образцов

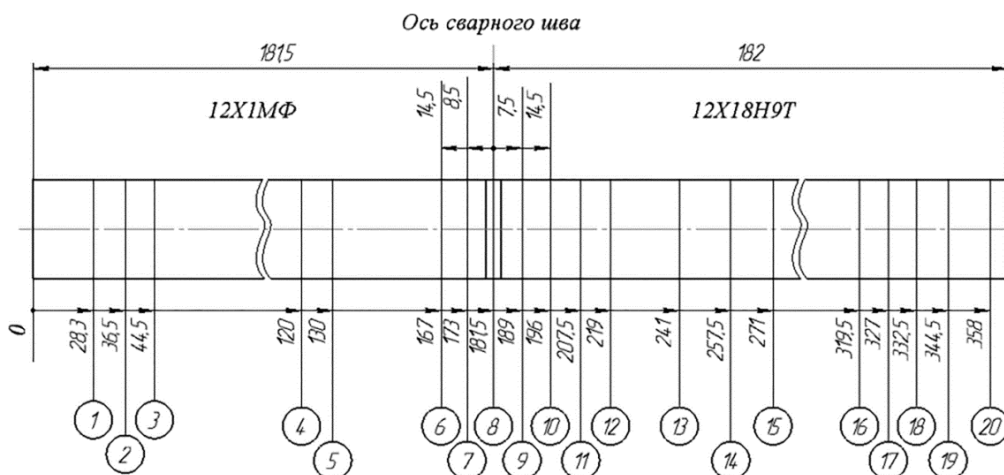


Рис. 2. Исследуемый участок трубопровода с указанием позиций анализируемых зон

В качестве эталонных значений a_0 приняты параметры элементарных ячеек из зон 2 и 17 (рис. 2), наиболее удаленных как от сварного шва, так и от мест торцевания. При этом следует различать фазу α -Fe для исходной трубы из стали 12X1МФ, фазу α -Fe, полученную из аустенита в процессе операции сварки (высоких нагревов), и фазу γ -Fe для исходной трубы из стали 12X18Н9Т. Для них получены следующие значения:

- для α -Fe у стали 12X1МФ $a_0 = 2,875 \text{ \AA}$;
- для α -Fe у стали марки 12X18Н9Т $a_0 = 2,882 \text{ \AA}$;
- для γ -Fe у стали марки 12X18Н9Т $a_0 = 3,599 \text{ \AA}$.

Результаты экспериментов и их анализ.

Экспериментальные результаты представлены на рис. 3 – 8.

Видно (рис. 3–6), что вся исследованная зона обладает существенной фазовой (рис. 3, 4) и концентрационной неоднородностью (рис. 5, 6), которая проявляется изменением параметров элементарной ячейки. Соотношение фаз в сварном шве на различных поверхностях (рис. 3, 4) составляет примерно 50×50 %.

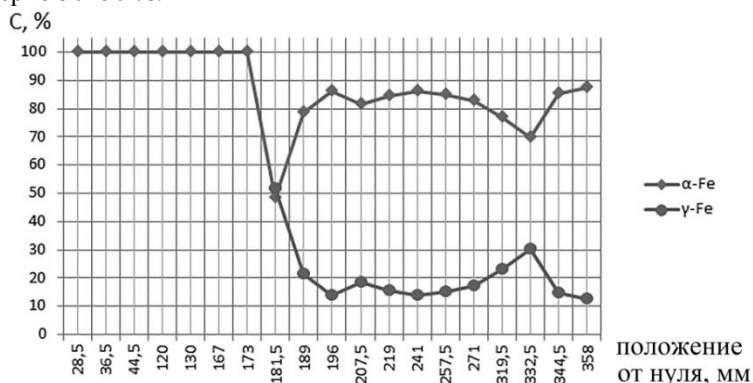


Рис. 3 Концентрация α -Fe и γ -Fe для наружной поверхности

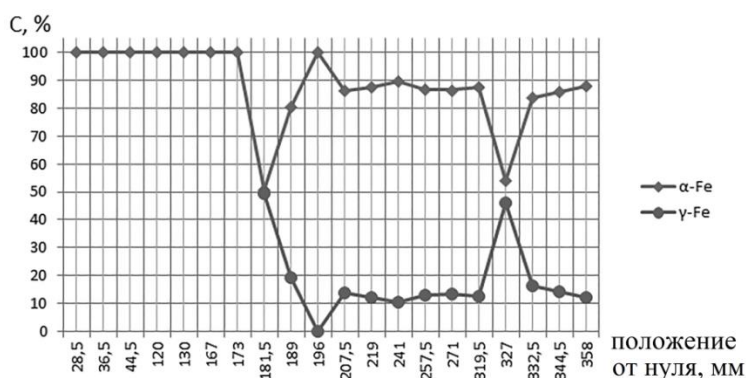


Рис. 4. Концентрация α -Fe и γ -Fe для внутренней поверхности

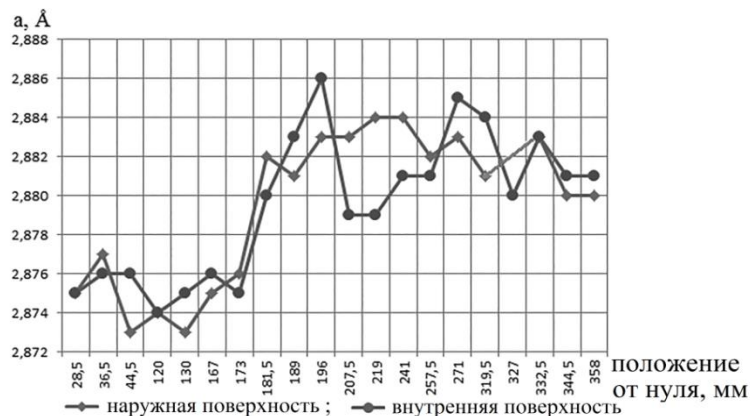


Рис. 5. Параметр элементарной ячейки α -Fe для различных поверхностей

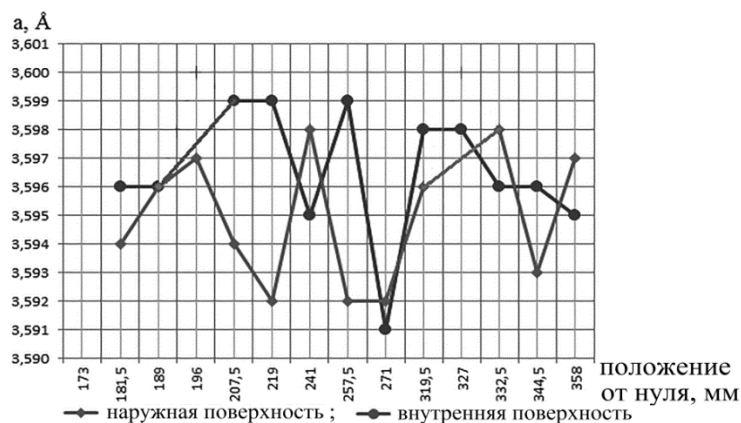
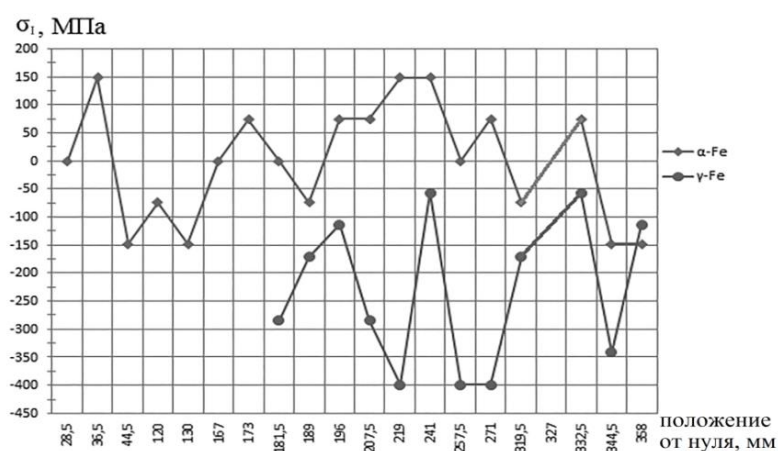
Рис. 6. Параметр элементарной ячейки γ -Fe для различных поверхностей

Рис. 7. Зональные напряжения в различных фазах Fe на наружной поверхности

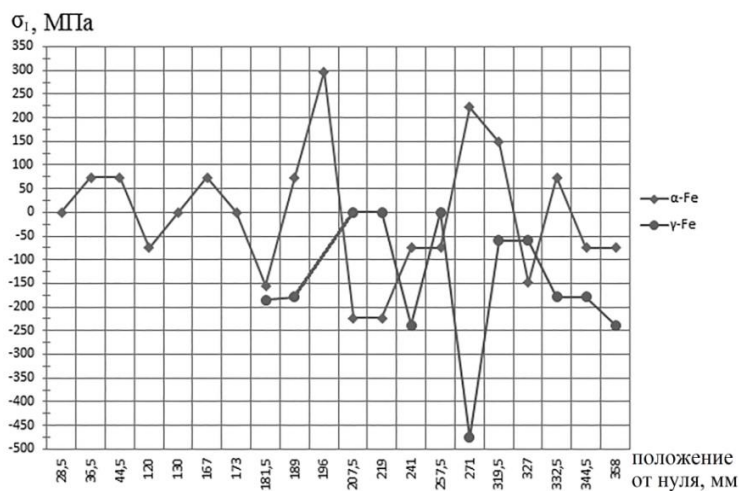


Рис. 8. Зональные напряжения в различных фазах Fe на внутренней поверхности

На рис. 7, 8 представлены результаты измерений зональных напряжений для α - и γ - фаз железа на внутренней и наружной поверхностях. Из рис. 7, 8 следует, что:

- напряжения первого рода в γ -Fe находятся в отрицательной области значений (до - 400 МПа на наружной поверхности; и до - 240... - 275 МПа на внутренней);
- на внутренней поверхности амплитуда изменений величины зональных напряжений в α -Fe (во вторичной фазе) в стали марки 12X18Н9Т больше, чем в α -Fe (в исходной фазе) в стали марки 12X1МФ;

- в) в сварном шве в обеих фазах отсутствуют растягивающие зональные напряжения;
- г) в ЗТВ растягивающие зональные напряжения в α -Fe составляют: для наружной поверхности порядка 75 МПа; для внутренней поверхности порядка 300 МПа.

По результатам проделанной работы можно сделать следующие выводы:

1. Концентрационная неоднородность поверхностей будет приводить к развитию явлений термической усталости и коррозии по длине трубы.
2. Материал сварного шва не будет подвержен разрушению за счёт термической усталости в связи с наличием в нём сжимающих напряжений.
3. Развитие разрушений наиболее вероятно с внутренней поверхности трубы в ЗТВ на расстоянии 14,5 мм от оси сварного шва (в трубе из стали марки 12Х18Н9Т).
4. Рентгенодиагностика может быть достаточно эффективным средством для прогностических оценок работоспособности сварного шва.

Список литературы:

1. Герасимов В.В., Переверзева О.В. Разрушение сварных соединений элементов теплоэнергоустановок // Технология металлов. – 2008. – № 8. – С. 26–30.
2. Корнеев А.Е., Старченко Е.Г., Пронин В.П. Определение количества остаточного аустенита в сварных соединениях // Технология металлов. – 2008. – № 5. – С. 24–27.
3. Масленков С.Б., Масленкова Е.А. Стали и сплавы для высоких температур: Справ. изд. В 2-х кн. Кн. 1. – М.: Металлургия, 1991. – 383 с.

Работа поддержана грантом РФФИ № 15-08-99544а.

Эволюция макроячейки отечественных водо-водяных энергетических реакторов

Виноградов М.П., Аристов Е.В., Кузьмин А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: kuzminav@tpu.ru

В физических расчетах гетерогенных ядерных реакторов первого поколения конструктивное решение активной зоны позволяло четко выделить элементарную ячейку решетки с равенством разносторонних токов нейтронов на её границах. Замена реальной ячейки цилиндрической ячейкой равного объема и четким выделением зон горючего и замедлителя позволяла заметно упростить математические выкладки [1]. Эта эквивалентная ячейка, известная как ячейка Зейца-Вигнера, по-прежнему рассматривается в современной учебной литературе [2]. Совершенствование ядерных реакторов и связанное с этим усложнение структуры активной зоны как бы отодвигает в тень этот изящный прием приближенного расчета ядерного реактора.

Под *макроячейкой* или *ячейкой периодичности* будем понимать повторяющийся по своему составу элемент активной зоны. Трансформация макроячеек гетерогенного реактора связана в первую очередь с целью повышения экономичности и безопасности использования ядерного топлива. Покажем это на примере становления отечественных реакторов – ВВЭР-440 и ВВЭР-1000.

На реакторе ВВЭР-3, одном из экспериментальных предшественников ВВЭР-440, решалась задача выравнивания поля энерговыделения по активной зоне с помощью тепловыделяющих сборок (ТВС) разного обогащения и стержней регулирования [3,4]. В этом случае ячейка периодичности представляла собой 120-градусный сектор (рис.1).

Активная зона ВВЭР-440 набрана из шестигранных чехловых ТВС. В качестве компенсации начальной избыточной реактивности используется жидкостное борное регулирование и 37 подвижных поглощающих сборок типа нейтронных ловушек. С начала эксплуатации в 1973 году при проведении работ по совершенствованию топливного цикла, режимов перегрузок топлива и компоновки активной зоны менялся сектор ячейки периодичности [5]. Так, например, при анализе возможного использования рабочих кассет с регенератором урана обогащением 2,4%, картограмма загрузки представляла сектор в 60°, но в большинстве случаев анализа других вариантов топливоиспользования рассматривались ячейки периодичности в 30°.

Первая топливная загрузка, согласно проекту ВВЭР-440, формировалась из кассет различного обогащения для выравнивания поля энерговыделения (

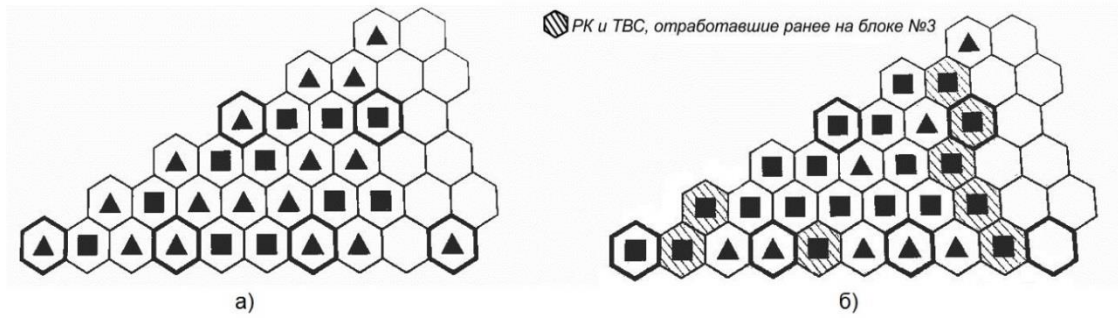


Рис. 4а). При этом значительное количество кассет с пониженным обогащением использовалось в течение одного-двух лет эксплуатации. Энергоемкость проектной первой загрузки превышала 300 эфф. сут. Для уменьшения энергоемкости первой топливной загрузки и повышения эффективности использования топлива свежие кассеты с низким обогащением заменялись выгоревшими кассетами, отработавшими в составе загрузки другого энергоблока. Данный способ был применен при формировании первой топливной загрузки 4-го блока Кольской АЭС (**Ошибка! сточник ссылки не найден.**).

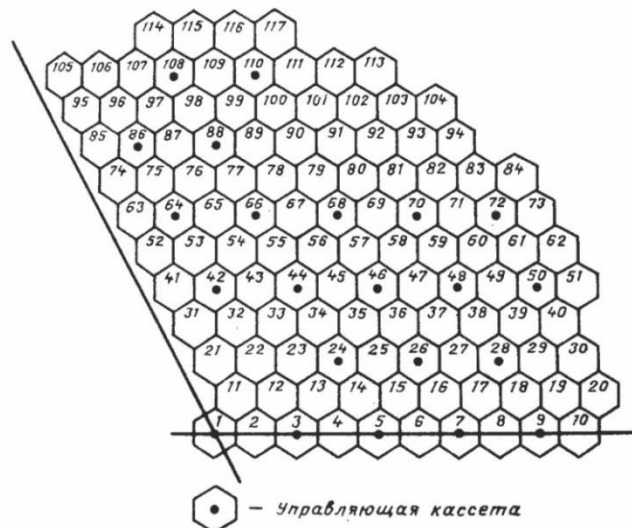


Рис. 3. Ячейка периодичности топливной загрузки реактора ВВЭР-3

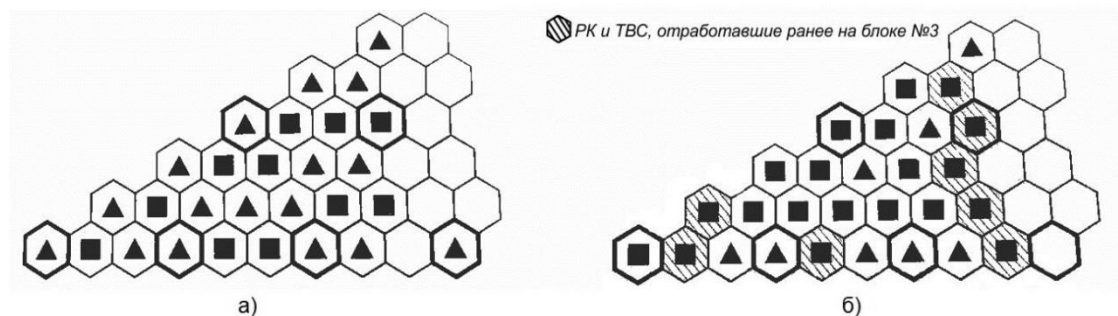


Рис. 4. Картограмма первой топливной загрузки Кольской АЭС а) блока 3 (проектная), б) блока 4: квадрат - обогащение 1,6%; треугольник — обогащение 2,4%, без знака - обогащение 3,6% [5]

Макроячейки ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 имеют одинаковый сектор и этому есть свои объяснения (рис.3-5). Активные зоны реакторов набраны из тепловыделяющих сборок ТВС-2М с удлиненным топливным столбом, прошедших эксплуатационную аттестацию на реакторах ВВЭР-1000.

В этих реакторах в отличие от проекта ВВЭР-440 используются принципиально другие органы систем управления и защиты (СУЗ). Вместо подвижных поглощающих сборок здесь применено кластерное регулирование. Кластеры относятся к «легким» органам СУЗ и сравнительно слабо искажают поле энерговыделения. В проекте ВВЭР-1200 предусмотрено увеличение количества органов регулирования СУЗ до 121 шт., по сравнению с ВВЭР-1000. Также стоит отметить, что в ТВС для ВВЭР-1200 используются утяжелённые поглощающие элементы СУЗ с увеличенной длиной для перекрытия удлинённого топливного столба (Рис.).

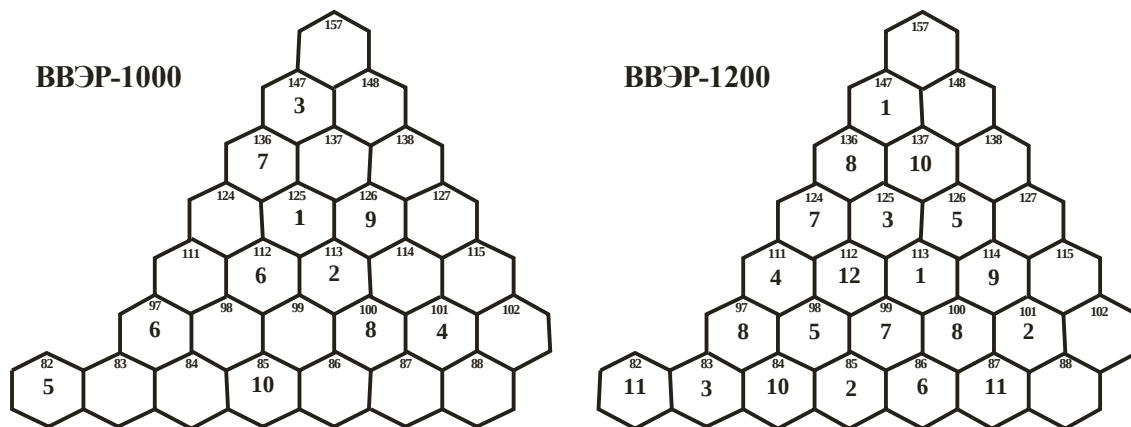


Рис. 4. Распределение ОР СУЗ в активных зонах ВВЭР-1000 [7]

Увеличение загрузки топлива и его обогащения потребовало использовать выгорающие поглотители в дополнение к имеющимся способам компенсации избыточной реактивности

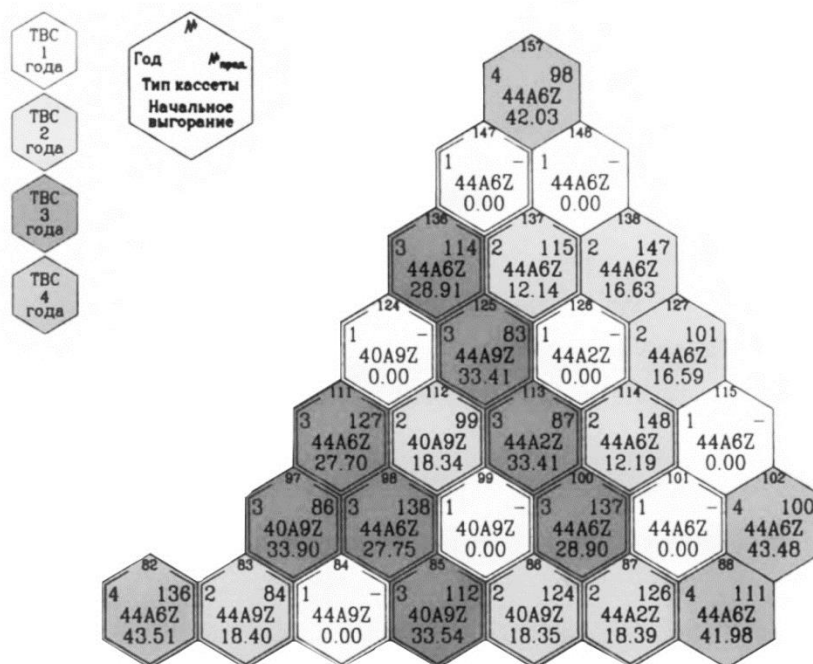


Рис. 5. Ячейка периодичности первой топливной загрузки ВВЭР-1200 [8]

Осуществлен переход к новой концепции использования топлива, основанной на применении четырех – пятигодичных топливных циклов с одной перегрузкой в 12 (18) месяцев при максимальном выгорании топлива в ТВС до 70 МВт·сут/кг U. Кроме того, оборудование РУ и активная зона реактора должны также обеспечивать возможность работы с межперегрузочным периодом до 24 месяцев.

При переходе от одного поколения реакторов ВВЭР к другому наблюдается переход ко все более глубокому выгоранию топлива, что приводит к увеличению экономичности использования горючего и снижению топливной составляющей стоимости 1 кВт·ч. Средние величины глубины выгорания для последовательных вариантов (кроме ВВЭР-365) соответственно составляют 13; 28,6; 40 и 70 МВт сут/кг U. Углубление выгорания связано с ростом обогащения топлива, которым подпитывается реактор, с 2 до 5%.

Совершенствование топливного цикла, включая режимы перегрузок топлива, компоновки активной зоны и конструкции ТВС требует современных расчетных средств оптимизации [5,9]. Трехмерные расчеты позволяют получить детальную информацию о запасах реактивности зоны, характеристиках и положении органов СУЗ, критической концентрации бора. Кроме того, по данным расчета на определенный момент кампании воссоздается трехмерное поле энерговыделения с оценкой коэффициентов неравномерности по радиусу и высоте и средней глубины выгорания каждой ТВС. Оцениваются переходные процессы на ксеноне и самарии. Результаты расчетов на текущую микрокампанию оформляются в виде альбома нейтронно-физических характеристик для персонала реакторной установки.

Такая детализация расчетов, конечно же, непосильна «ручному» счету, но в получении первых интегральных оценок характеристик реактора использование эквивалентной ячейки дает обнадеживающие результаты.

Список литературы:

1. Вейнберг А., Вигнер Е. Физическая теория ядерных реакторов: Пер. с англ. / Под ред. Я.В. Шевелева. – М.: Изд-во иностр. лит., 1961. – 732 с., ил.
2. Основы теории и методы расчёта ядерных энергетических реакторов: Учеб. пособие для вузов / Г.Г. Бартоломей, Г.А. Бать, В.Д. Байбаков, М.С. Алхутов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 512 с., ил.
3. Тепловыделение в ядерном реакторе / Е.С. Глушков, В.Е.Демин, Н.Н. Пономарев-Степной, А.А. Хрулев; Под ред. Н.Н. Пономарева-Степного. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 160 с., ил.
4. Пономарев-Степной Н.Н., Глушков Е.С. Профилирование ядерного реактора. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 240 с., ил.
5. Повышение эффективности топливоиспользования и совершенствование систем обращения с ядерным топливом на АЭС с ВВЭР-440 / Ю.В. Коломцев, В.В. Омельчук, Ю.Н. Пыткин, С.А. Андрушечко. – СПб., 2000. – 232 с.: ил.
6. Ташлыков О.Л., Кузнецов А.Г., Арефьев О.Н. Эксплуатация и ремонт ядерных производящих установок АЭС: Учебник для техникумов, в 2кн. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 256 с., ил.
7. Физика и эксплуатационные режимы реактора ВВЭР-1000 / В.И. Белозеров, М.М. Жук, Ю.А. Кузина, М.Ю. Терновых. – Монография. М.: НИЯУ МИФИ, 2014. – 288 с.
8. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрушечко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев, В.Н. и др. – М.: Логос, 2010. – 604 с.
9. Байбаков В.Д., Воробьев Ю.Б., Кузнецов В.Д. Коды для расчета ядерных реакторов: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2003. 163 с., ил.

Международные и национальные требования к системе менеджмента качества в атомной энергетике.

Виноградова Г.С.

*БГТУ «ВОЕНМЕХ» им. Д.Ф. Устинова, Россия, г. Санкт-Петербург
E-mail vinogradovag@mail.ru*

В статье [1] подробно рассматривается вопрос важности внедрения и управления системой менеджмента качества (СМК) для эффективной работы организации атомной отрасли. Приводится сравнительный анализ требований IAEA GS-R-3[2] и ISO 9001:2008 [3]. Так же дается информация об особенностях создания, внедрения и управления системой менеджмента качества (ISO 9001) или системой управления (IAEA GS-R-3) на объектах использования атомной энергии (ОИАЭ) и в организациях, производящих продукцию и оказывающих услуги для ОИАЭ.

Хочется еще раз подчеркнуть тот факт, что МАГАТЭ поощряет создание национальных норм по системам управления для ОИАЭ в атомной энергетике. Еще в 2000-х годах МАГАТЭ пришло к выводу о необходимости дополнения требований ISO 9001 для применения при создании эффективных систем управления в атомной энергетике.

Российская Федерация является членом МАГАТЭ, основные требования МАГАТЭ по безопасности ОИАЭ содержатся в федеральных нормах и правилах атомной энергетики Российской Федерации.

Документом, определяющим подходы к созданию, внедрению и управлению СМК на ОИАЭ в Российской Федерации является НП-090-11 [4].

Документ устанавливает требования к структуре, содержанию и порядку разработки программ обеспечения качества для объектов использования атомной энергии.

Программа обеспечения качества (ПОК) – документ, устанавливающий совокупность организационных и технических мероприятий по обеспечению качества, влияющих на безопасность ОИАЭ. То есть ПОК по НП-090-11 это аналог Руководства по качеству по ISO 9001:2008 или описания программы обеспечения качества по IAEA GS-R-3.

С учетом расширения «портфеля заказов ГК Росатом» и заключения контрактов на строительство иностранных АЭС (ТАЭС блок 3,4 (Китай), Фенновойма (Финляндия) и др. проекты) у сотрудников отделов качества, занимающихся вопросами разработки и внедрения СМК в атомной отрасли, возникает необходимость определить сходства и различия в описаниях СМК (систем управления) по национальным нормам и нормам МАГАТЭ.

Сравнительный анализ IAEA GS-R-3 и НП-90-11 показывают, что в основном требования этих документов совместимы.

Ниже приведены отличия в требованиях этих документов, то есть те описания, которые нужно добавить в описание программы обеспечения качества для иностранных проектов.

Таблица 1. Сравнение требований IAEA GS-R-3 и НП-90-11

Требования IAEA GS-R-3	Требования НП-90-11
Область применения, цель, сфера применения	Назначение и область применения
Соответствуют частично. Отличие требований IAEA GS-R-3 Документ содержит требование к созданию комплексной системы управления.	
Требования IAEA GS-R-3	Требования НП-90-11
Культура безопасности	Влияние на безопасность
Соответствует частично. Применяется дифференцированный подход: - к продукции и видам деятельности (IAEA GS-R-3) - к продукции (НП-090-11)	
Ответственность руководства	
Соответствуют частично. Отличие требований IAEA GS-R-3 Руководство всех уровней доносит до сведения работников, насколько важно усвоить личные ценности организации, институциональные ценности и нормы поведения, а также выполнять требования системы управления.	
Планирование	Производственная деятельность
Соответствуют частично. Отличие требований IAEA GS-R-3 Старшее руководство разрабатывает задачи, стратегии, планы и цели на основе комплексного подхода, чтобы их общее воздействие на безопасность было понятным и подавалось управлению.	

Управление ресурсами	
Соответствуют частично. Отличие требований IAEA GS-R-3 Информация и знания, имеющиеся у организации, управляются как один из видов ресурсов.	
Осуществление процесса	Организационная деятельность
Соответствуют частично. Отличие требований IAEA GS-R-3 <u>подраздел Управление организационными изменениями</u> Организационные изменения оцениваются и классифицируются в соответствии с их значением для безопасности, и каждое изменение обосновывается. В целях недопущения возникновения угрозы для безопасности обеспечиваются планирование, контроль реализации подобных изменений, оповещение о ней, ее мониторинг, отслеживание и регистрация.	
Измерение, оценка и совершенствование	Организационная деятельность. Управление несоответствиями. Аудиты
Соответствуют частично. Отличие требований IAEA GS-R-3 Старшее руководство и руководство всех уровней в организации проводит самооценку для оценки показателей выполнения работы и повышения культуры Безопасности.	

Таким образом, программа обеспечения качества, разработанная в соответствии с требованиями НП-90-11, в основном удовлетворяет международным требованиям к описанию системы управления по IAEA GS-R-3, что позволяет обеспечивать безопасность, надежность, эффективность и конкурентоспособность продукции и услуг для ОИАЭ российского производства.

Список литературы:

1. Виноградова Г.С. Система менеджмента качества в атомной энергетике// Сборник научных статей по итогам международной конференции «Шаг в будущее» 7-8 мая 2015, - СПб.: Изд-во «КультИнформПресс», 2015 – с .32-34
2. Серия норм МАГАТЭ по безопасности, № GS-R-3 Система управления для установок и деятельности Требования по безопасности – МАГАТЭ, Вена (2008).
3. ГОСТ ISO 9001-2011 Межгосударственный стандарт системы менеджмента качества Требования – М.: Стандартинформ, 2012.
4. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии. Требования к программам обеспечения качества для объектов Использования атомной энергии, НП-090-11 – М., ФСЭТАН, приказ от 7 февраля 2012 г. N 85.

Испытания котла ТПЕ-216 и оптимизация горения в топочной камере

Волков Д.А.

volkov_dmitriy89@mail.ru

Сибирский федеральный университет, Институт инженерной физики и радиоэлектроники,
Красноярск, E-mail: volkov_dmitriy89@mail.ru

Объектом исследования с целью оптимизации процессов горения в топке является твердотопливный котел марки Еп-670-13,8-545 БТ или ТПЕ-216, работающий на Ирша-Бородинском буром угле. На Красноярской ТЭЦ-3 проведена режимная наладка котла ТПЕ-216 в составе энергоблока ст.№1 и ведется эксплуатация.

Опыт показал, что на номинальной нагрузке концентрация оксидов азота в уходящих газах не превышает расчетной величины 370 мг/нм³ (Рис. 1).

Также были измерены температуры дымовых газов в топке котла.

При работе пяти мельниц-вентиляторов факел смещается в сторону не работающей мельницы-вентилятора. В тоже время, при работе четырех мельниц-вентиляторов увеличивается температура газов в верхней части топки (Рис. 2а, б).

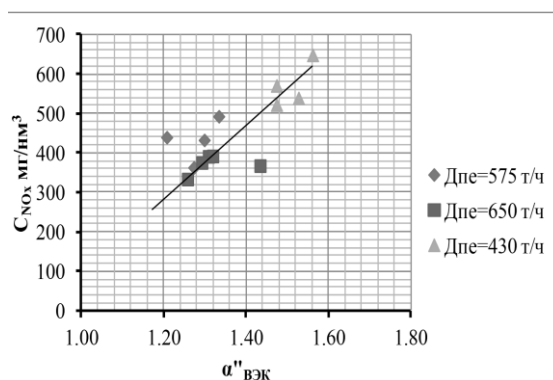
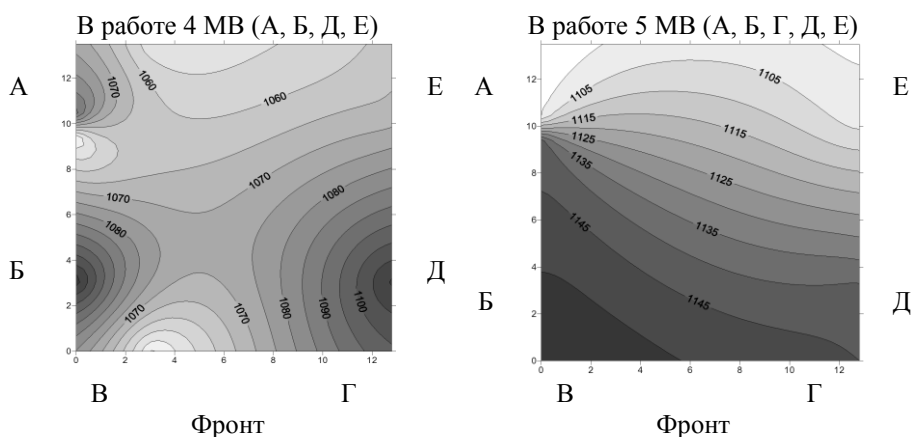


Рис. 1 - Зависимость концентрации оксидов азота от коэффициента избытка воздуха.



предложенных ЦКТИ, дали положительные результаты.

Однако в топке наблюдалось образование отложений вокруг амбразур горелок, сопел промежуточного и верхнего дутья. На экранах топки эти отложения представляют собой отдельные бугорки толщиной 3-4 мм.

На основе полученных данных построена математическая модель топки котла ТПЕ-216, благодаря которой станет возможным определять наиболее благополучные режимы работы.

Список литературы:

1. Отчет: режимно-наладочные и балансовые испытания котла Е-670-13,8-545 БТ (модель ТПЕ-216) ст.№1 Красноярской ТЭЦ-3, утвержденный Директором КФ ОАО «СибИАЦ» И.А. Михиным, Красноярск 2012 г.;
2. «Технические предложения по модернизации котла ТПЕ-216 ст.№1 Красноярской ТЭЦ-3 с целью снижения выбросов окислов азота» ПЗ, утвержденная Главным конструктором СПКБТ Христин Л.М., Таганрог 1993г.

Повышения эффективности конденсационного энергоблока

*Голубева Л.Ф., Григорьева О.К.**

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: lia_ibragimova@mail.ru ; ok-grigoryeva@mail.ru

Существует множество схем и технологий, направленных на повышение эффективности как традиционного энергоблока в целом, так и оборудования, входящего в состав энергоблока. В рамках актуальной задачи ресурсосбережения в энергетической отрасли ключевой проблемой является увеличение выработки электроэнергии теплоэнергетическими установками без роста расхода органического топлива. Это возможно реализовать за счет низкопотенциальной энергии и надстройки традиционного энергоблока контуром на низкокипящих рабочих телах (НРТ) [2]. Такая схема может быть реализована для всех типов энергоблоков. В данной работе представлена схема конденсационного пароводяного энергоблока с контуром на НРТ (рис.1) [1, 3, 4].

Принципиальная схема представляет собой бинарную установку, где пароводяной контур и контур на НРТ вырабатывают электроэнергию, а связующим звеном является трехступенчатый испаритель. В традиционной части отработанный водяной пар после паровой турбины поступает в испаритель, где конденсируется за счет поступающего в испаритель НРТ. В испарителе образуется пар хладагента, который затем поступает на турбину, отработанный хладагент направляется в трубчатый конденсатор, установленный в сухой градирне, в которую подается атмосферный воздух. Далее сконденсировавшийся хладагент подается насосом в испаритель, тем самым образуя замкнутый контур на низкокипящем рабочем теле.

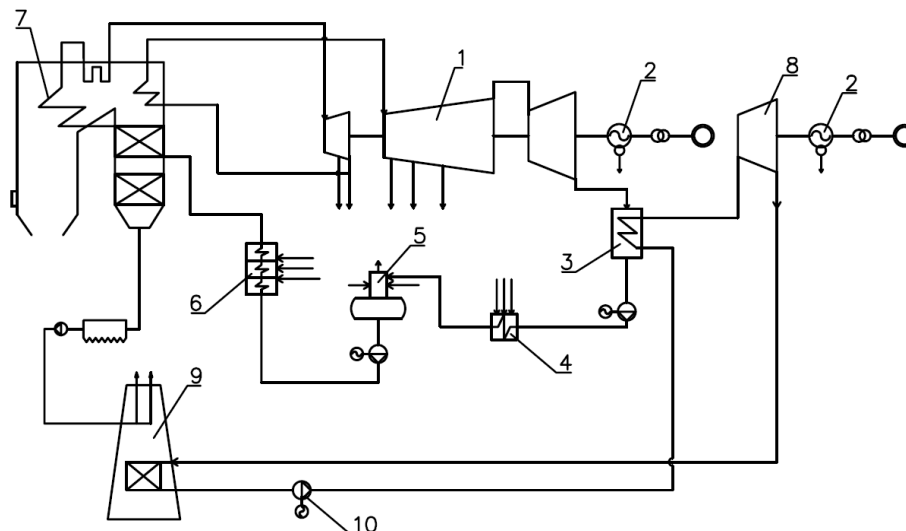


Рис.1. Принципиальная схема конденсационного энергоблока с контуром на низкокипящем рабочем теле: 1 – паровая турбина; 2 – электрический генератор; 3 – испаритель; 4 – подогреватель низкого давления; 5 – деаэратор; 6 – подогреватель высокого давления; 7 – котел; 8 – турбина на НРТ; 9 – сухая градирня; 10 – насос.

Мощность контура на НРТ не постоянная и зависит от температуры окружающей среды (при постоянной температуре острого пара низкокипящих рабочих тел), которая непосредственно влияет на температуру конденсации НРТ через подачу атмосферного воздуха в сухую градирню.

Сухая градирня является одним из преимуществ данной схемы, позволяя отказаться от системы технического водоснабжения и сократить затраты электроэнергии на собственные нужды. Конечно, диапазон, в котором варьируется мощность контура на НРТ, достаточно велик, но даже при минимальной выработке при температуре окружающей среды $T_{oc}=+19,4$ (средняя температура по июлю, как по самому теплomu месяцу для Новосибирской области) данная схема является эффективной.

Схема рассчитывалась для следующих конденсационных паровых турбин: К-200-130, К-300-240, К-500-240. В качестве рабочих тел контура рассматривались следующие рабочие тела: R-134a; R-152a; R-290. Ниже представлены расчетные характеристики контура на НРТ для R-134a (Таблица 1.); представлены зависимости мощности контура на НРТ от мощности конденсационной паровой турбины и температуры окружающей среды и расход НРТ по контуру.

Таблица 1. Характеристики контура на низкокипящих рабочих телах

НРТ	R-134a		
Тип паровой турбины	К-200	К-300	К-500
Расход НРТ, кг/с	958	1185	1870
Мощность контура на НРТ, МВт			
$T_{окр}=19,4^{\circ}\text{C}$	39,7	38,7	57,7
$T_{окр}=-9,8^{\circ}\text{C}$	60	69	94
$T_{окр}=-39^{\circ}\text{C}$	87,9	101,4	140,2
Площадь теплообмена испарителя, м^2	$1,3 \times 10^5$	$2,037 \times 10^5$	$2,405 \times 10^5$
Площадь теплообмена конденсатора, м^2	$6,33 \times 10^4$	$7,392 \times 10^4$	$1,062 \times 10^5$

В дополнение к таблице №1 ниже приведены результаты расчетов для турбины К-200-130 на рабочих телах: R-152a; R-290. Для контура на R-152a получены следующие характеристики: расход НРТ (D_f) составил 690 кг/с; расчетная мощность контура на НРТ находится в диапазоне 39,6...94,9 МВт; площадь испарителя $6,037 \times 10^4 \text{ м}^2$; площадь конденсатора $6,097 \times 10^4 \text{ м}^2$. При аналогичном расчете на R-290: расход НРТ (D_f) составил 483,9 кг/с; расчетная мощность контура на НРТ находится в диапазоне 27,7...85,4 МВт; площадь испарителя $8,282 \times 10^4 \text{ м}^2$; площадь конденсатора $6,258 \times 10^4 \text{ м}^2$.

Данная схема применима и в случае строительства нового энергоблока, и в случае реконструкции существующего, так как обеспечивает значительный прирост мощности установки и соответствует современным экологическим требованиям, используя в контуре только хлорнесодержащие, озонобезопасные хладагенты.

Список литературы:

1. Ноздренко Г.В., Григорьева О.К., Ибрагимова Л.Ф. Теплоэнергетическая установка// Свидетельство о государственной регистрации полезной модели теплоэнергетической установки № 2014117393/06(027529) от 29 апреля 2014г.
2. Сухотин А. М., Семерикова И. А., Москвичева В. Н., Петин Ю. М. Использование фреонов в энергетических установках. АН СССР. Сибирское отд. Ин-т теплофизики. Сборн. Труд. – Новосибирск. – 1973.
3. Л.Ф. Голубева, О.К. Григорьева Применение фреонowego контура на конденсационных энергоблоках//«НАУКА, ТЕХНОЛОГИИ И ЖИЗНЬ-2014»// Материалы XII Международной научно-технической конференции. Чехия, г. Карловы Вары, 27-28 декабря 2014. Направление «Технические науки»
4. Л.Ф. Ибрагимова эффективность применения на паротурбинных энергоблоках фреоновых ступеней// Наука. Технологии. Инновации // Материалы всероссийской научной конференции

молодых ученых. Новосибирск, 21-24 ноября 2013. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. Секция «Теплоэнергетика».

Разработка технических решений по реконструкции котла ПК-38 Назаровской ГРЭС с переводом на твердое шлакоудаление

Дружинин Д.В.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

E-mail: dima.cba@yandex.ru

В данный момент в энергетике имеется тенденция к снижению качества угольного топлива. Вместе с тем, требования к надежности и экономичности работы котлов возрастают.

На Назаровской ГРЭС котлы ПК-38 спроектированы с системой жидкого шлакоудаления. При ухудшении качества топлива (повышении зольности, изменении плавкостных характеристик золы и т. д.) на поверхностях нагрева таких котлов повышается интенсивность шлакования, что весьма заметно понижает коэффициенты готовности. Не менее актуальной задачей является уменьшение выбросов термических оксидов азота на станции.

В связи с вышеизложенным на Назаровской ГРЭС планируется замена горелочных устройств, добавление третичного дутья, а также рециркуляция части газов обратно в топку с сохранением (по возможности) каркасов котлов, геометрии топки и основных элементов.

На текущий момент на котлах Назаровской ГРЭС (в зависимости от модификации состав оборудования может немного меняться) установлено по 8 прямоточных пылеугольных горелок (по 4 шт. на каждой боковой стенке).

Конкретный выбор заменяемых горелочных устройств, их конфигурация, компоновка, относительное расположение на стенках будут уточняться на стадиях проектирования. Однако уже сейчас можно предположить, что это понесет за собой повышение коэффициента полезного действия котла на 0,5-1%, заметное уменьшение (в 2-3 раза) выброса термических оксидов азота и понижение шлакования (за счет увеличения третичного дутья и рециркуляции газов в зону активного горения).

Помимо указанных преимуществ рассматривается возможность дожигания горючих компонентов в шлаке и его охлаждение в системе пневмомеханического шлакоудаления с возвратом части тепла в топку через холодную воронку. Также это позволит довести шлак до необходимых потребителю фракций.

Конечно, необходимо сказать о сложностях при переводе котлов на твердое шлакоудаление. В первую очередь это связано с опасностью ненадежного сгорания топлива при понижении доли летучих компонентов в рабочей массе топлива. Это выражается повышением локального шлакования поверхностей экрана и понижением экономичности мельничного оборудования.

Список литературы:

1. Котлер В.Р., Штегман А.В. Влияние технологии удаления шлака на вредные выбросы из энергетических котлов. / Сб. международного научно-практического семинара «Золошлаки ТЭС: удаление, транспорт, переработка, складирование» под общей редакцией В.Я. Путилова, М., Издательский дом МЭИ, 2007, стр.46-50.
2. Путилов В.Я., Путилова И.В. Перспективные технологии шлакоудаления, стр. 174-180 в кн. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: Информационный сборник / Абрамов В.В. и др.; под общей редакцией В.Я. Путилова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007, 388 с.: ил.
3. Архипов А.М. Возможные пути оптимизации ступенчатого сжигания угля с пониженным выходом летучих / Теплоэнергетика №1, 2009, стр. 60-62.

Разработка и исследование автоматизированной системы обработки данных тепловых (функциональных) испытаний турбоагрегатов.

Ефремова К.С., Канавец Е.А., Петухов Р.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: kissmella1992eks@mail.ru , kanavetsevgeniya@gmail.com , roma27051992@yandex.ru

Целью исследования является разработка автоматизированной системы обработки данных и расчета, предназначенная для автоматизации процесса расчета нормативных и фактических характеристик работы оборудования. Являясь полностью настраиваемой, позволяет легко

реализовать сложнейшие технологические расчеты и обеспечить мониторинг технико-экономических показателей.

Расчет ТЭП является одной из основных задач эксплуатации ТЭЦ. В рамках этой задачи ведут разработку методов анализа и оценки показателей; обеспечивают работу информационно-измерительных и информационно вычислительных систем (ИИС и ИВС) [1, 2].

Учитывая текущую ситуацию в энергетике, расчет ТЭП на станциях ведется производственно-техническим отделом в автоматизированном режиме или вручную. Использование автоматизированной системы для компьютеризации ПТО позволяет электростанциям быстро и качественно решить все проблемы расчетного и аналитического характера, создав предпосылки для увеличения эффективности производства электроэнергии и тепла.

Целью расчета ТЭП является представление информации для обеспечения наиболее экономичной эксплуатации оборудования, прогнозирования его ремонта, оценки качества работы эксплуатационного персонала, проведения наладочных и эксплуатационных испытаний, а также для составления отчетности о тепловой экономичности энергоблока. Предусматривается так же анализ изменения экономичности оборудования по отдельным узлам энергоблока: котлу, газозооушному тракту, проточной части паровой турбины, конденсатору, регенеративным подогревателям, бойлерной установке, механизмам собственных нужд. Таким образом, в состав вычисляемых ТЭП включены показатели, регламентируемые формой отчетности ТЭС о тепловой экономичности [3], а также дополнительные показатели, позволяющие оперативно и детально анализировать уровень изменения экономичности оборудования энергоблока.

Автоматизированная система расчетов ТЭП турбины и энергоблока в целом, являясь полностью настраиваемой, позволяет легко реализовать сложнейшие технологические расчеты и обеспечить мониторинг технико-экономических показателей, а также позволяет прогнозировать удельные расходы топлива.

Система обеспечит автоматизацию следующих технологических процессов:

- расчет технико-экономических показателей блока
- расчет расходов на собственные нужды энергоблока.
- оценка отклонения фактических величин от нормативных.
- прогнозирование и оптимизация ресурсов

Авторами разработаны автоматизированные системы обработки данных с расчетом технико-экономических показателей данных турбоагрегатов:

- Турбина паровая типа Т-110/120-130

Теплофикационная турбина с двумя отопительными отборами типа Т-110/120-130-4 ст.№5 изготовлена АО «Турбомоторный завод» и предназначена для непосредственного привода электрического генератора типа ТВФ-120-2 и отпуска тепла для нужд отопления и горячего водоснабжения. Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат. ЦВД – однопоточный, имеет двухвенечную регулирующую ступень и восемь ступеней давления.

- Турбина паровая типа К-100-90

Турбина типа ВК-100-5 ЛМЗ (принято обозначение К-100-90) конденсационная, номинальной мощностью 100 МВт с частотой вращения 50 с/л предназначена для непосредственного привода генератора 3-х фазного тока типа ТВ2-100-2 с водородным охлаждением. Турбина представляет собой одновальный, двухцилиндровый агрегат. Ротор ЦВД имеет 12 ступеней двухвенечную регулирующую ступень и 11 ступеней давления. ЦНД – двухпоточный с двумя выхлопными патрубками.

- Турбина паровая типа ПТ-50-130

Паровая турбина типа ПТ-50-130/13 с двумя регулируемы отборами пара (на теплофикацию и производство) предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВ-60-2 с водородным охлаждением. Ном. расход свежего пара 190-280 т/ч. Давление свежего пара 8,8; 12,8 МПа. Температура свежего пара 535; 555 град. Цельсия. Ном. отопительная нагрузка 40-115 Гкал/ч. Расход охлаждающей воды 5000-8000 куб. м/ч.

Расчет ТЭП производится по [3]. Приводимые в макетах показатели должны быть получены на основании ведущегося на электростанциях ежесуточного учета, но так как данная работа является проектной, энергетические характеристики оборудования, используемые расчете, представляют собой характеристики, указанные заводом-изготовителем, а так же характеристики полученные в результате расчета тепловой схемы энергоблока.

Основные процессы алгоритма:

- сбор информации (расчетной);

- ввод информации в расчетные табличные модули;
- расчет показателей ТЭП для соответствующих турбоагрегатов;
- контроль расчетных показателей;
- сравнение расчетных показателей с результатами экспресс испытаний;
- возврат на процедуры расчета с корректировкой данных;
- сравнение с результатами;
- ввод поправок;
- построение характеристик;
- выдача текущей информации персоналу на основе выполненных расчетов.

Список литературы:

1. Повышение точности расчета технико-экономических показателей энергоблоков путем корректировки основных измеряемых параметров на основе согласования балансов. Щинников П.А., Сафронов А.В. – Теплоэнергетика №12, 2014. – С.56-62.
2. Power Plants Process Control Improvement in Emergency. Shchinnikov P.A., Mikhailenko A.I. - Applied Mechanics and Materials, 2015. Т.792. pp.386-392.
3. РД 34.08.550-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования». Министерство топлива и энергетики РФ. - М.: СПО ОРГРЭС, 1995. - 109 с.

Использование суперсверхкритических параметров пара на ТЭС

Журавлева В.С.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: viktoriya.zhuravleva.1993@mail.ru

Основной диапазон сверхкритических параметров для паротурбинных блоков ТЭС: давление от 245 до 285 бар, температура от 540 до 580 °С [1]. Станций с такими параметрами действует и строится великое множество. Такие энергоблоки позволяют достигнуть КПД порядка 41 %. Конструкционные материалы для таких электростанций вполне доступны. Суперсверхкритическими же считаются станции с начальным давлением пара около 280 бар и температурой около 600 °С. Тепловая мощность при переходе на такие параметры может возрасти на 6 – 7 % [1].

Создавать энергоблоки с суперсверхкритическими параметрами пара начали еще в середине прошлого века США и СССР. Строить такие энергоблоки представлялось очень заманчивым, так как они могли бы работать с КПД, превышающим 45 % [2]. Первая такая станция Эддистоун-1 на суперсверхкритических параметрах пара: $p_0 = 35,9$ МПа, $t_0 = 648$ °С, с двукратным промежуточным перегревом $t_{\text{пп}} = 565/565$ °С, была построена в США в 1954 году [3].

В отечественной энергетике экспериментальный энергоблок на супер-сверхкритических параметрах СКР-100-300 с давлением 29,4 МПа и температурой 650 °С был установлен на Каширской ГРЭС [3]. Действовал этот энергоблок с 1966 года и до середины 70-х годов. Исследования данного энергоблока позволили установить возможность создания промышленного оборудования на суперсверхкритические параметры [3]. Эксплуатация энергоблоков в 50 – 60 годы XX в. внесла серьезный вклад в развитие мировой энергетики.

На данный момент времени в мире уже действует несколько десятков энергоблоков на суперсверхкритических параметрах. Построены они в основном в Японии, Германии, Дании и США. Первое место в освоении энергоблоков на суперсверхкритические параметры среди них принадлежит Японии.

В 90-х годах прошлого столетия было начато внедрение энергоблоков с мощностью 400 – 1000 МВт. В 1995 – 1998 годах сданы в эксплуатацию энергоблоки мощностью по 1000 МВт на ТЭС Шинчи и Мисума в Японии. В Германии на ТЭС Шварце Пумпе введен в эксплуатацию энергоблок мощностью 800 МВт, а в 1999 году на станции ТЭС Липпендорф – мощностью 930 МВт. Энергоблоки мощностью по 400 МВт были построены в Дании на ТЭС Скербек и Нордиленд. [4]

Характеристики некоторых энергоблоков на суперсверхкритические параметры приведены в таблице 1.

Из характеристик действующих электростанций видно, что повышение первоначальных параметров пара позволило достигнуть значения КПД 47 %. Также при повышении расчетного вакуума можно достигнуть КПД до 49 %, что весьма осуществимо в климатических условиях России. [3]

Таблица 1. Основные характеристики действующих энергоблоков с суперсверхкритическими параметрами пара [7]

Страна и электростанция	Год ввода в эксплуатацию	Топливо	Температура свежего пара и пара промежуточных перегревов $t_0 / t_{m1} / t_{m2}$, °C	Начальное давление, МПа	Температура питательной воды, °C	Электрическая мощность, МВт	Давление в конденсаторе, кПа	КПД энергоблока нетто, %
США, Эддистоун-1	1954	Уголь	648/565/565	35,9	—	325	—	—
США, Авон-8	1955	Уголь	594/564	25,5	—	215	—	—
Россия, Каширская ГРЭС	1966	Уголь	650/565	29,4	—	100	—	—
Япония, Вакамацу	1968	Уголь	593/593/593	31,0	—	50	—	—
Дания, Струдstrup 3 и 4	1984 – 1985	Уголь	540/540	25,0	261	350	2,1	41...42
Япония, Кавагое-1	1989	Сжиженный газ	566/566/566	30,5	310	700	4	41,9
Дания, Фунен 7	1991	Уголь	540/540	25,0	280	350	2,7	43,5
Германия, Шгау-дингер 5	1992	Уголь	545/562	26,2	270	550	3,8	43
Дания, Эсбьерг 3	1992	Уголь	562/560	25,0	275	350	2,3	45,3
Германия, Любек	1995	Уголь	580/560	27,5	—	400	—	45,7
Дания, Скербек 1 и 2 (Конвой)	1997	Газ	582/580/580	29,5	298	395	2,3	47
Дания, Альборг	1997	Уголь	580/580/600	28,5	300	400	2,35	49
Япония, Матсура 2	1998	Уголь	593/593/593	25,6	—	1000	—	45
Дания, Норджилланд (Конвой)	1998	Уголь	582/580/580	29,5	—	385	—	49
Германия, Гесслер	1998	Уголь	580/600	27,5	301	740	3,6	45,4
Германия, Липпендорф	1999	Уголь	554/580	26,7	271	934	3,8	42,8
Германия, Бексбах 2	—	Уголь	575/595/—	25,0	290	750	—	46,3
Германия, Боксберг	2000	Лигнит	545/581	26,6	—	907	—	42,7

Повышение начальных параметров пара до суперсверхкритических является одним из наиболее эффективных способов повышения тепловой эффективности электростанции. Переход к суперсверхкритическим параметрам может вносить вклад не только в эффективность традиционных циклов. Применение таких параметров в паротурбинной части ПГУ также будут вносить значительный вклад в увеличение КПД всей установки.

К сожалению, в настоящее время Россия отстает в освоении энергоблоков на суперсверхкритических параметрах от развитых стран мира. Причины этому в основном экономические. Строительство энергоблоков на суперсверхкритических параметрах быстро окупается только при достаточно дорогом топливе, когда экономия затрат на топливо при эксплуатации значительна. В России до недавнего времени топливо было относительно дешевым. Это объясняет столь низкий интерес к энергоблокам на суперсверхкритических параметрах. Однако разработки в данной области все же ведутся, так как удорожание топлива и дефицит ресурсов газообразного топлива в скором времени приведут к необходимости применения суперсверхкритических параметров пара на ТЭС.

Список литературы:

1. Сверхкритические и суперсверхкритические параметры в электроэнергетике. Интервью Rana Bose журналу Velan View//Арматуростроение – 2012. – № 4. – С. 36 – 41.
2. <http://www.farmeragro.com>
3. <http://osi.ecopower.ru>
4. В.М. Неуймин. Инновационные технологии производства электроэнергии //Надежность и безопасность. – 2008. – № 2.
5. <http://lib.rosenergосervis.ru>
6. <http://электротехнический-портал.рф>
7. <http://www.energocon.com>

Сравнение характеристик ВУТ в зависимости от времени помола и способа обработки

Зенков А.В., Ларионов К.Б., Толокольников А.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: andreyzenkov@mail.ru

Сегодня много говорят о расширении использования альтернативных, возобновляемых, нетрадиционных источников энергии – но все это перспективные источники [1], а в практическом плане необходимо сосредоточиться на традиционных источниках и, в первую очередь, на полномасштабном возвращении в энергетику угля.

Одним из наиболее перспективных направлений для использования угля в энергетике является технология водоугольного топлива [2]. Технология сжигания водоугольного топлива была разработана в России еще в 50-60 гг. прошлого века. Она представляет собой дисперсную систему, в которой в качестве горючей основы используются энергетические и неэнергетические угли [3].

Целью данной работы является экспериментальное сравнение характеристик ВУТ в зависимости от времени и способа помола, а также оценка пригодности суспензии для транспортировки в системе топливоподачи энергоустановок.

При проведении экспериментальных исследований использовался бурый уголь марки ЗБ «Балахтинского» месторождения с предварительным просевом до фракции не более 80 мкр. Массовое отношение содержания угля и воды 50:50. Данная концентрация была принята исходя из существующего опыта, представленного в работах [2,4]. В ходе экспериментов использовались два метода помола: одноступенчатый (шаровая барабанная мельница) и двухступенчатый с применением роторного аппарата модуляции потоков (ШБМ+РАМП). РАМП представляет собой жидкостной смеситель с сиреной роторного типа, в котором сырье подвергается механическому, акустическому и гидродинамическому воздействиям.

При помоле в ШБМ отношение массы угля и мелющих тел принималось 1:1. В данной статье представлены характеристики ВУТ для трех продолжительностей помола: 1, 5 и 9 часов.

С точки зрения транспортировки ВУТ в системе топливоподачи основными характеристиками являются вязкость, плотность и седиментационная устойчивость. Именно эти характеристики были исследованы в ходе экспериментов. Результаты проделанных экспериментов представлены на рисунках 2-8.

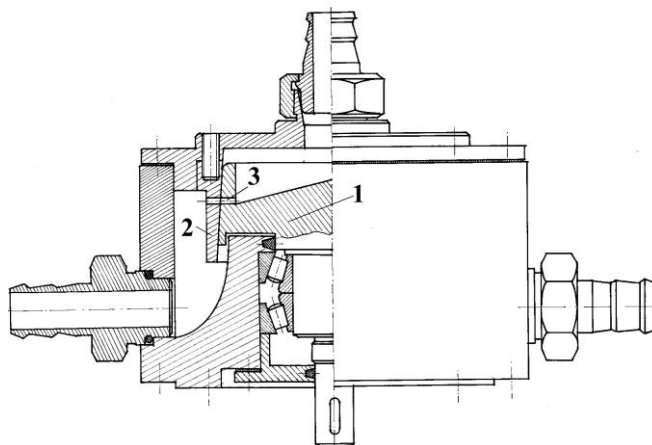


Рис. 1 Роторный аппарат модуляции потоков

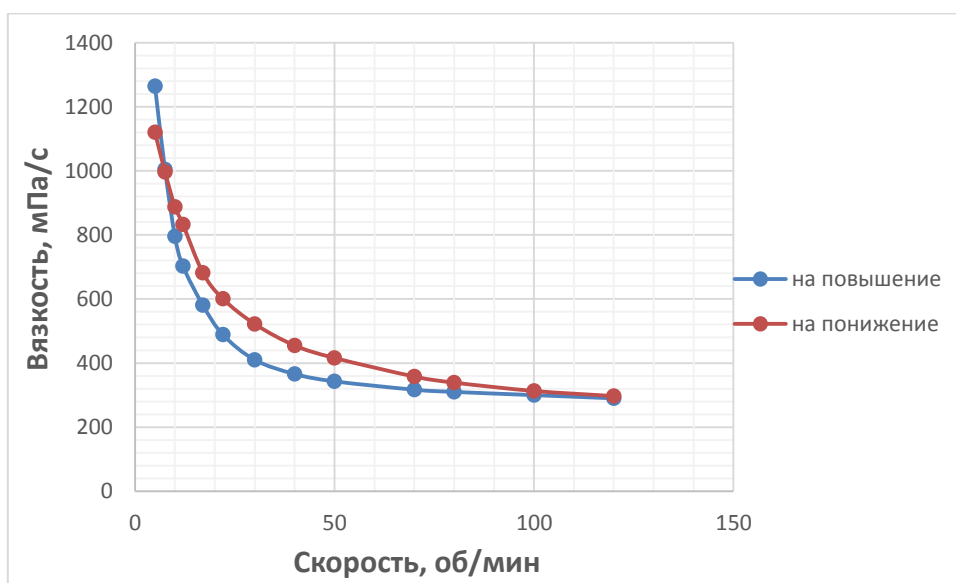


Рис. 2 Динамическая вязкость при помеле в ШБМ 1 час

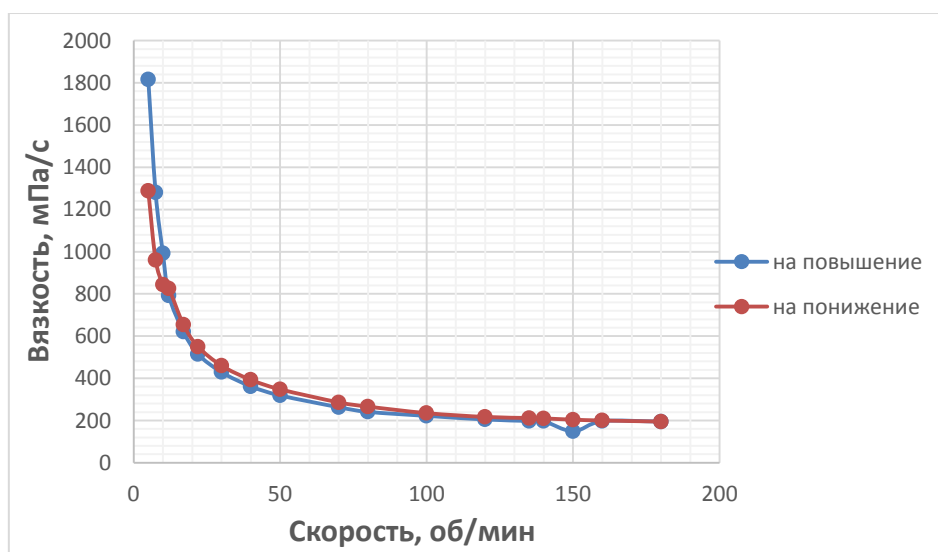


Рис. 3. Динамическая вязкость при помеле в ШБМ 1 час и РАМП

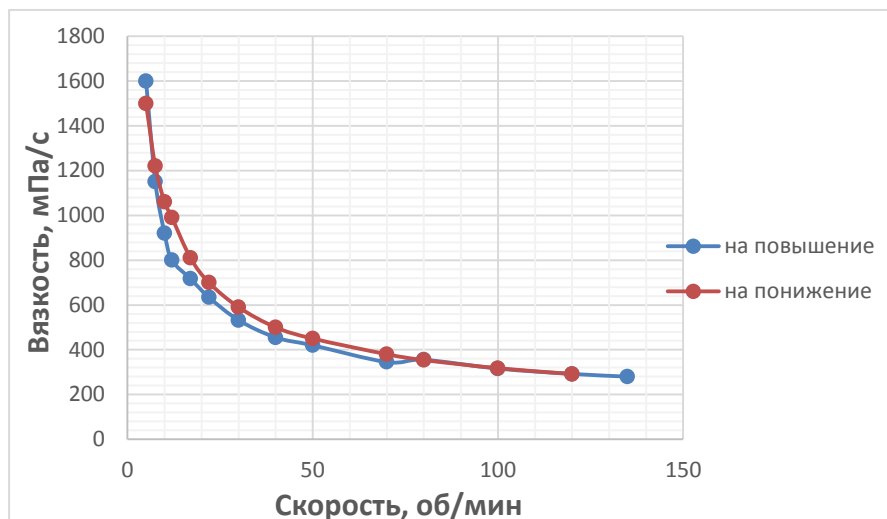


Рис. 4. Динамическая вязкость при помоле в ШБМ 5 час

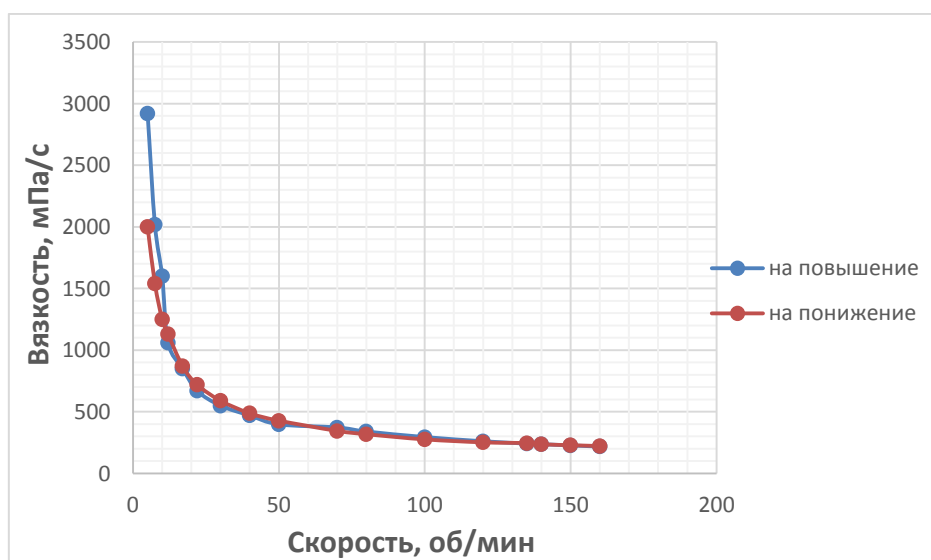


Рис. 5. Динамическая вязкость при помоле в ШБМ 5 часов и РАМП

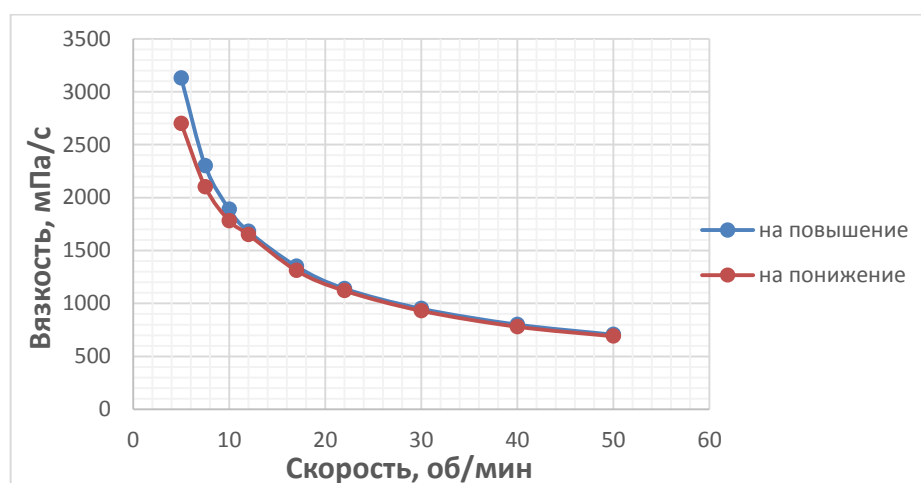


Рис. 6. Динамическая вязкость при помоле в ШБМ 9 часов

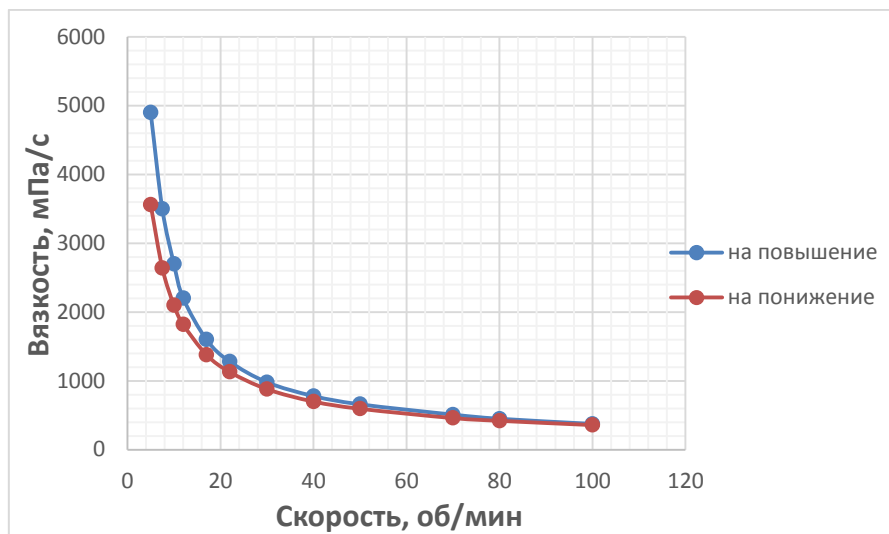


Рис. 7. Вязкость при помоле в ШБМ 9 часов и РАМП

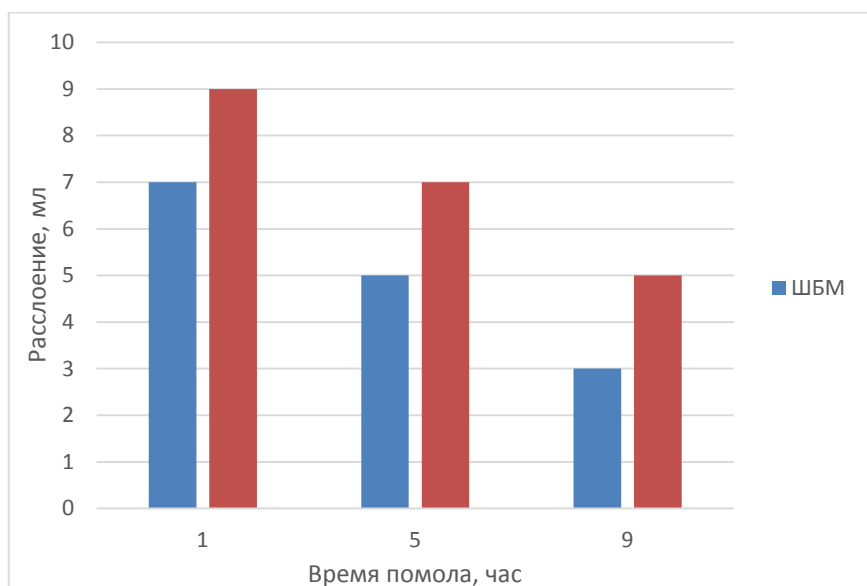


Рис. 8. Седиментационная устойчивость ВУС

Из представленных рисунков (2-7) видно, что вязкость ВУТ увеличивается с увеличением времени помола. Также можно заметить, что использование двухступенчатого помола при одинаковом времени обработки, вязкость повышается.

При проведении опытов было отмечено, что плотность суспензии при двухступенчатом помоле незначительно выше, чем при одноступенчатом, а с увеличением времени помола данная характеристика возрастает.

По рисунку 8 видно, что с одной стороны с увеличением времени помола седиментационная устойчивость ВУТ улучшается, а с другой – при использовании двухступенчатого помола эта характеристика топлива хуже, чем при применении одноступенчатой обработки.

Список литературы:

1. <http://www.eprussia.ru/>
2. Мингалеева Г.Р. Определение оптимальных характеристик водоугольного топлива по условиям транспортирования и газификации / VIII Всероссийская конференция с международным участием «Горение твердого топлива» Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, 13–16 ноября 2012 г.
3. Долинский А.А., Халатов А.А. Водоугольное топливо: перспективы использования в теплоэнергетике и жилищно-коммунальном секторе / ISSN 0204-3602. Пром. теплотехника, 2007, т. 29, № 5, с 70-79.

4. Баранова М.П. Технологии получения и использования топливных водоугольных суспензий из углей различной степени метаморфизма // Автореф. дисс. на соискание учёной степени доктора технических наук. Москва, 2014.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ, в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», уникальный идентификатор ПНИЭР RFMEFI58114X0001.

Схемы выработки электроэнергии на базе паровых котельных малой мощности

Илиных И.Е., Елистратов С.Л.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: ilinykh-ie@mail.ru

На большинстве котельных в данный момент для получения пара нужных параметров используют редуционно-охладительные установки (РОУ). За счет прохождения пара через дроссельный клапан и впрыска воды температура и давление пара снижаются. В данной работе рассматриваются различные варианты установки влажно-паровых турбин и паровых винтовых машин (ПВМ) для выработки электроэнергии, которая может использоваться для собственных нужд котельной.

В рамках работы был проведен анализ котлов, производимых и использующихся в России на действующих котельных. Это котлы с температурой пара до 300 °С и давлением 0,5-2,3 МПа. Также был составлен список влажно-паровых противодавленческих турбин и ПВМ. Такие турбины производит «Калужский турбинный завод»[1], а ПВМ в России производит группа компаний «Эко-Энергетика».[2]

Установка турбин или ПВМ может быть осуществлена несколькими способами.

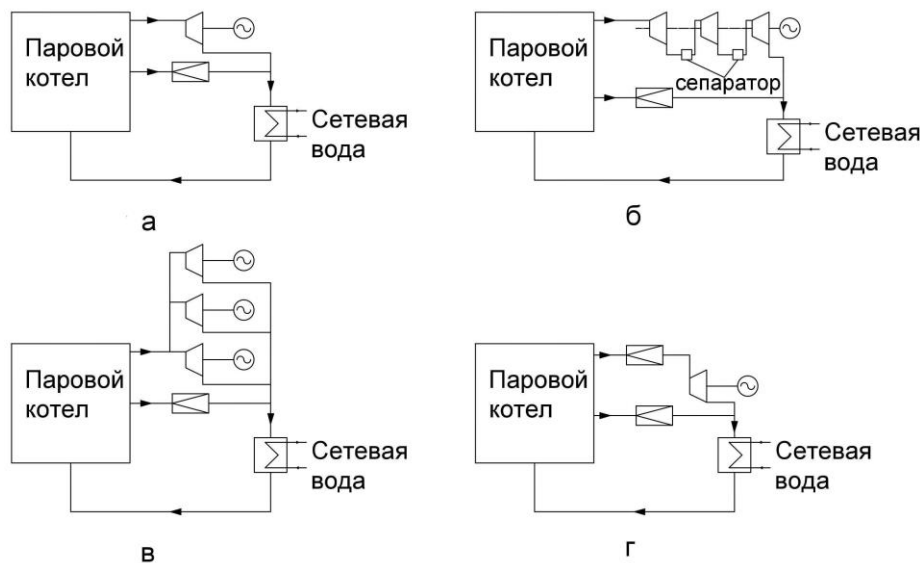


Рис. 1. Способы подключения электроагрегатов.

При установке турбин на действующую котельную необходимо подобрать оборудование таким образом, чтобы параметры пара после турбины не отличались от параметров на выходе РОУ. Также для действующего котла не всегда возможно подобрать турбину необходимой мощности.

На рис. 1, а изображена стандартная схема, где весь пар идет на турбину, а редуционно-охладительная установка остается как резервный вариант, на случай вывода турбины в ремонт.

Во втором варианте, изображенном на рис. 1, б, устанавливается несколько турбин последовательно. При таком подключении каждая следующая турбина будет иметь меньшую

мощность. Также необходимо устанавливать сепаратор после каждой турбины для удаления лишней влаги. Особенностью применения ПВМ в данной схеме является отсутствие сепараторов.

Схему на рис. 1, в можно применять для котлов с большой паропроизводительностью. Для снижения издержек на обслуживание рекомендуется использовать одинаковые агрегаты. Несколько турбин устанавливается параллельно, а редукционно-охладительная установка также остается для вывода турбин в ремонт. Удобство этой схемы заключается в том, что при выводе одной турбины в ремонт, часть пара, проходящую через нее можно пропустить через РОУ, при этом остальные турбины будут продолжать вырабатывать электроэнергию.

Последнюю из рассмотренных схем, показанную на рис 1, г, можно использовать, если под параметры пара не удастся подобрать турбину. Тогда параметры пара будут снижены до значений, необходимых для нормальной работы турбины. В этой схеме также могут быть установлены несколько агрегатов последовательно или параллельно.

Выбирать схему необходимо из характеристик уже действующей котельной и в зависимости от нужд и предпочтений заказчика. Некоторые схемы предоставляют определенную мобильность, другие требуют меньших капиталовложений. Например, ПВМ имеют более высокий коэффициент полезного действия чем влажно-паровые турбины, могут работать в большем диапазоне нагрузок и имеют меньшие габариты при равной мощности, но стоят существенно дороже. Также стоит отметить, что на данный момент в России производятся ПВМ мощностью до 1 МВт. [2]

При выработке электроэнергии таким способом, можно частично или полностью обеспечить собственные нужды котельной, что обеспечит существенную экономию средств и повысит эффективность станции. Если же генерация электроэнергии превышает нужды станции, излишки электричества можно использовать для нагрева сетевой воды, что также обеспечит дополнительную экономию топлива.

Рассмотрим экономическую составляющую подобных проектов на примере проекта энергокомплекса АЭК-6000 с влажно-паровой противодавленческой турбиной 6МВт в Новосибирском Академгородке на тепловой станции №1 (ТС-1) в поселке Речкуновка [3].

При годовом объеме выработки электроэнергии 36 млн. кВт*ч, потреблении на собственные нужды 22 млн. кВт*ч и отпуске сторонним потребителям 14 млн. кВт*ч простой срок окупаемости проекта в показателях 2011 года составит 2,3 года с момента ввода в эксплуатацию.

Из этого примера видно, что использование данных технологий может принести существенную прибыль. Проблемой данного проекта является то, что количество вырабатываемой электроэнергии превышает собственные нужды станции. Таким образом, приходится решать проблемы с передачей избытка электроэнергии в сеть. Поэтому при разработке решений целесообразно подбирать мощности электроагрегаторов исходя из собственных нужд паровой котельной. Российское законодательство пока не позволяет адекватно решить задачи отпуска электроэнергии в централизованные сети от электроисточников малой мощности.

С учетом использования на подавляющем большинстве паровых котельных РОУ, проблема их полной или частичной замены на энергоустановки для России является актуальной и требует практического решения в связи с высокой степенью изношенности электроэнергетического хозяйства страны.

Список литературы:

1. <http://oaoktz.ru/>
2. <http://www.eco-energetika.com/>
3. Чурашев В.Н. Расчёты экономической эффективности проекта по вводу в эксплуатацию энергокомплекса АЭК-6000 на ТС-1 ГУП УЭВ СО РАН. – ИЭОПП, 2011. – 22 с.

Геотермальные электрические станции на низкокипящем рабочем теле

Кочтова А.В., Григорьева О.К.

Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г. Новосибирск.

E-mail: annakochtova83@gmail.ru

Геотермальная энергия – это тепло земных недр. Вырабатывается оно в глубинах и поступает к поверхности Земли в разных формах и с различной интенсивностью. Истощение запасов органического топлива и отрицательное влияние на окружающую среду традиционного получения энергии приводит к востребованности альтернативных источников энергии. Одним из

видов данных источников энергии являются геотермальная энергетика и геотермальные электростанции.

Источники геотермальной энергии по классификации Международного энергетического агентства делятся на 5 типов [1]:

- месторождения геотермального сухого пара;
- источники влажного пара (смеси горячей воды и пара);
- месторождения геотермальной воды (содержат горячую воду или пар и воду);
- сухие горячие скальные породы, разогретые магмой (на глубине 2 км и более);
- магма, представляющая собой нагретые до 1300 °С расплавленные горные породы.

Для теплоснабжения и горячего водоснабжения непосредственно используется тепло, нагревающее воду <100°С.

В настоящее время существует несколько схем производства электроэнергии с использованием геотермальных ресурсов [2]:

Геотермальные ТЭС с противодавленческими турбинами. Пароводяная смесь по подъемной скважине поступает в сепаратор, где разделяется на жидкую (вода с растворенными солями и газами) и газовую (водяной пар и пластовые неконденсирующиеся газы) фазы. Затем парогазовая смесь поступает на противодавленческую паровую турбину, отработанный пар с неконденсирующимися газами сбрасывается в атмосферу, а отсепарированная вода возвращается в геотермальный резервуар по нагнетательной скважине. Возможен сброс отработанной воды с низким солесодержанием в открытые водоемы.

Геотермальные ТЭС с конденсационными турбинами. В данной схеме пароводяная смесь или влажный пар из подъемной скважины подается в сепаратор, из сепаратора пар поступает на вход конденсационной турбины. Отработанный пар подается в смешивающий конденсатор. Так как во многих месторождениях нет источников охлаждающей воды, система охлаждения включает в себя градирню. Неконденсирующиеся газы, с большим содержанием сероводорода, удаляются из конденсатора эжекторами и подаются на верхний срез градирни для рассеивания в атмосфере.

Есть системы многократного использования, в которых теплота при более высоких температурах может сначала использоваться для производства электроэнергии, а затем сбрасываемое тепло может использоваться для бытовых и промышленных целей. Если температура сбросного тепла превышает 50°С [3], то его можно использовать повторно с помощью турбины на низкокипящем рабочем теле (НРТ). (Рис.1.)

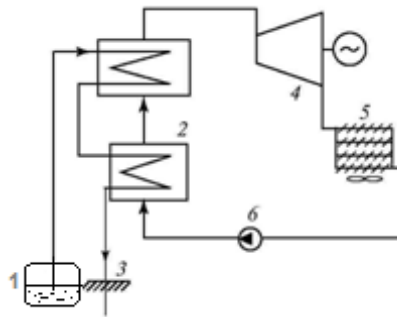


Рис.1. Схема ГеоТЭС на основе сбросного тепла на низкокипящих рабочих телах: 1 – приемник горячей воды; 2 – теплообменник-парогенератор; 3 – нагнетательная скважина; 4 – турбина; 5 – конденсатор; 6 – циркуляционный насос.

Геотермальные ТЭС с использованием низкокипящих чистых или смесевых рабочих тел. Возможны схемы ГеоТЭС с использованием пара из скважин на низкокипящих рабочих телах. Где геотермальная пароводяная смесь из подъемной скважины поступает в теплообменник-парогенератор (экономайзер). После охлаждения, пароводяная смесь возвращается по нагнетательной скважине обратно. Жидкое рабочее тело подогревается и испаряется в парогенераторе и подается на турбину. Пар низкокипящих рабочих тел после турбины поступает в конденсатор. Если температура пара выше температуры конденсации, то целесообразно использовать тепло в цикле. Сконденсированное рабочее тело насосом подается на парогенератор (Рис.2.).

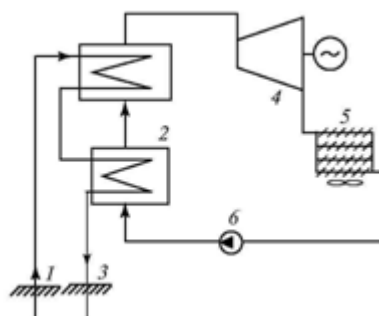


Рис.2. Схема ГеоТЭС с использованием низкокипящих рабочих тел: 1 – подъемная скважина; 2 – теплообменник-парогенератор; 3 – нагнетательная скважина; 4 – турбина; 5- конденсатор; 6- циркуляционный насос.

В качестве рабочих тел таких ГеоТЭС используются хладагенты. К настоящему времени существует несколько сотен хладагентов, всё их многообразие можно классифицировать по следующим признакам [4]:

- Происхождение НРТ:
 - Природное;
 - Синтезированное.
- Состав:
 - «Чистое»;
 - Смесовое.
- Воздействие на озоновый слой:
 - НРТ с высокой озоноразрушающей активностью;
 - НРТ с низкой озоноразрушающей активностью;
 - НРТ с нулевой озоноразрушающей активностью (не содержащие Cl).
- Принадлежность к группе парниковых газов GWP;
- Состав атомов в молекуле:
 - HC;
 - HFC;
 - HCFC;
 - FC.

Новое поколение хладагентов - фреоны R134a, R125, R152a, R32, R23, смеси R404A, R407C, R410A, R507, R508 не разрушают озоновый слой Земли.

Хладагент R134a один из наиболее распространенных в холодильной технике и в энергетике, в бытовых холодильных приборах применяется еще изобутан (R600a). Хладагент R-134a невоспламеняющийся и невзрывчатый фторуглерод с нулевым потенциалом истощения озонового слоя и низким влиянием на увеличение парникового эффекта. Предварительные данные указывают на отрицательную токсичность и химическую стабильность в холодильной системе. Единственный недостаток - это относительно высокое поглощение влаги. Важным фактором является использование природных хладагентов: воздух, вода, углеводороды, диоксид углерода и аммиак. Диоксид углерода стал применяться в тепловых насосах. Объемная холодопроизводительность которого на порядок выше, чем синтетического хладагента и в пять раз выше, чем для аммиака. Аммиак - лучший хладагент после воды, хотя опасен. Одним из решений можно назвать азеотроп аммиака и диметилового спирта [5,6].

Применение каждого требует оценки факторов: вязкость теплопроводность, теплоемкость, коэффициент теплоотдачи, летучесть, негорючесть, взрывобезопасность, коррозионная активность и стоимость хладаносителя.

Список литературы:

1. Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические Системы»: [электронный ресурс] // Геотермальная энергетика. – Режим доступа: http://ecosys.narod.ru/2009_7/art068.htm (дата обращения: 11.11.2015).
2. ОАО «ЭНИН»: [электронный ресурс] // Васильев В.А, Тарнижевский Б.В., Геотермальные электростанции (ГеоТЭС) – Режим доступа: <http://gissee.ru/articles/low-energy/19412/> (дата обращения: 02.11.2015).

3. «Наука в Сибири»: [электронный ресурс] // Ю.Петин, А.Бурдаков. Технологии использования геотермального и сбросного тепла промпредприятий – Режим доступа: <http://www.sbras.ru/HBC/hbc.phtml?25+360+1> (дата обращения: 12.11.2015).
4. Электронная библиотека студента «Библиофонд»: [электронный ресурс] // Энергетические установки с низкокипящими рабочими телами. – Режим доступа: <http://bibliofond.ru/view.aspx?id=585119> (дата обращения: 13.11.2015).
5. Цветков О.Б. Современные холодильные агенты и хладаносители. – Режим доступа: http://www.holodilshchik.ru/index_holodilshchik_best_article_issue_6_2010.htm (дата обращения: 12.10.2015).
6. ООО Компания «ХолодПроСервис»: [электронный ресурс] // Параметры R-134a (тетрафторэтан). – Режим доступа: <http://www.hardholod.ru/coolant/parametry-r134a-tetraforehtan/> (дата обращения: 20.11.2015).

Оценка энергетической эффективности комбинированной системы теплоснабжения

*Кошкин К.Д., Николаев Ю.Е.**

*Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
Россия, г. Саратов, samshit93@yandex.ru*

Анализ работы существующих систем централизованного теплоснабжения РФ на базе паротурбинных ТЭЦ, выполненный в [1], показывает, что они не обеспечивают современных требований по экономичности, надежности и качеству предоставляемых услуг. Положительный энергетический эффект за счет экономии топлива от теплофикации компенсируется потерями через несовершенную изоляцию и сверхнормативными утечками в сетях, значительными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, перетопами зданий в переходные периоды года. Одним из направлений повышения эффективности систем является комбинирование централизованных и децентрализованных источников теплоты, при расположении последних непосредственно у потребителя, изменение принципов регулирования тепловой нагрузки [1,2,3].

В статье предложена новая система теплоснабжения, сочетающая централизованный источник – ТЭЦ и децентрализованные источники, расположенные в микрорайонах города или на крышах высотных зданий. С целью максимального использования температурного потенциала сетевой воды ТЭЦ применяется количественное регулирование, в местной системе с децентрализованным источником применяется качественно-количественное регулирование. Предлагаемая система теплоснабжения приведена на рис. 1.

Система работает следующим образом, нагретая сетевая вода в ЦИТ до температуры 75-80 °С транспортируется по сетям до групповых тепловых пунктов потребителей, где поступает в ПО, нагревая воду отопительной системы с включенным МИТ. Регулирование тепловой нагрузки в ЦИТ осуществляется расходом сетевой воды при постоянной температуре в подающей магистрали (количественное). В системе отопления регулирование качественно-количественное с изменением расхода и температуры воды. После ПО сетевая вода поступает в подогреватели горячего водоснабжения. При температуре сетевой воды после ПО менее 70 °С с помощью регулятора РТ подается дополнительный расход греющей воды на вход ПГВС-2, тем самым обеспечивая заданную температуру воды для горячего водоснабжения.

Преимуществом предложенной системы по сравнению с традиционной (наличие централизованного источника с качественным регулированием тепловой нагрузки, повышенный температурный график сети, размещение пикового источника на ТЭЦ, элеваторное присоединение системы отопления и смешанное присоединение подогревателей горячего водоснабжения) является: 1- уменьшение тепловых потерь в сети из-за снижения температуры в подающей магистрали ЦИТ, 2 – повышение надежности теплоснабжения при установке МИТ у потребителя, 3 – снижение температуры воды в обратной магистрали в результате применения количественного и качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки, 4 – уменьшение расхода сетевой воды в тепломатриалах, что снижает потребление электрической энергии на перекачку теплоносителя и стоимость сетей.

Для определения количественных характеристик системы при различных температурах наружного воздуха разработана математическая модель, описывающая функционирование теплового пункта группы зданий, децентрализованного источника, тепловых сетей и ТЭЦ. В математическую модель входит расчет тепловых нагрузок отопления и горячего водоснабжения, температурных графиков центрального количественного регулирования и местного качественно-

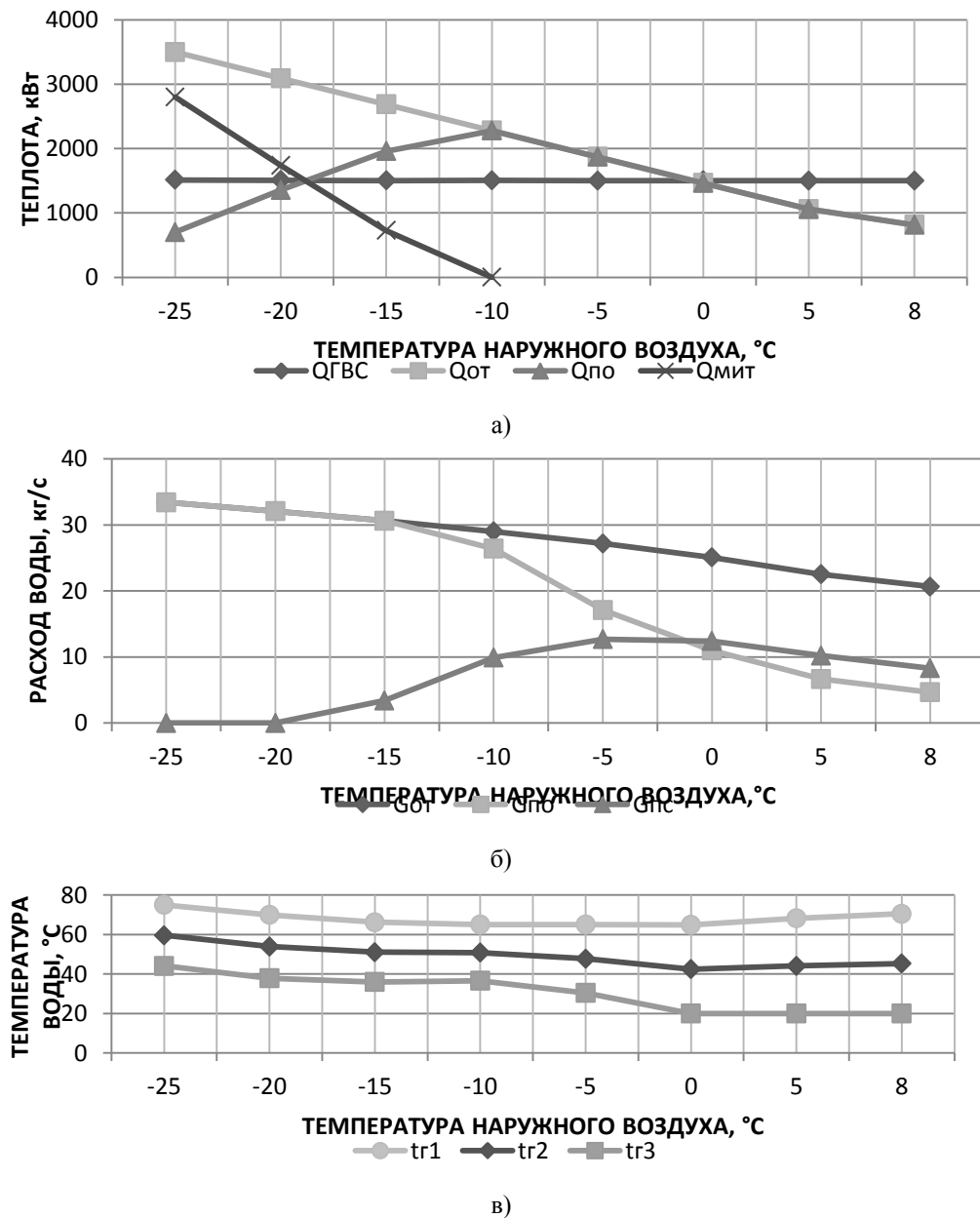


Рис. 2. Графики расходов теплоты (а), расходов воды (б), температур в подогревателях ГВС (в)

Таблица 1. Годовые показатели двух вариантов системы теплоснабжения

Наименование показателя и единица измерения	Традиционная система (вариант 1)	Комбинированная система (вариант 2)
1.Производство теплоты комбинированным способом, тыс. МВт ч	20,9	20,6
2.Производство теплоты раздельным способом, тыс. МВт ч	1,04	1,32
3.Выработка электроэнергии на базе теплового потребления/по конденсационному режиму, тыс. МВт ч	10,98/2,75	11,52/1,81
4.Расход условного топлива в системе, тыс. т у.т	5,90	5,69
5.Потери теплоты в сетях, тыс. МВт ч	2,2	1,66
6. Расход электроэнергии на перекачку сетевой воды, тыс. МВт ч	18,6	13,9

Из рассмотрения таблицы следует, что в варианте 2 производство электрической энергии комбинированным способом увеличивается 4,7 % в результате снижения давления теплофикационного отбора, а выработка энергии на конденсационном режиме снижается на 34,2 %. Выработка теплоты на пиковом источнике увеличивается на 21%. Суммарный расход топлива в системе в варианте 2 снижается на 3,6 %. Кроме того, за счет уменьшения отпуска теплоты от ТЭЦ в варианте 2 уменьшаются потери тепловой энергии в сетях и расход электроэнергии на перекачку на 20-25%.

Окончательное решение о целесообразности внедрения предлагаемой схемы будет принято после технико-экономического обоснования.

Список литературы:

1. Ротов П.В., Шарапов В.И. Регулирование нагрузки городских теплофикационных систем / Ульянов. Гос. техн. ун-т. – Ульяновск, 2013. – 310 с.
2. Андрющенко А.И. Комбинированные системы энергоснабжения // Теплоэнергетика. -1997. – №5. – С.2-6.
3. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов и др. – Новосибирск: Изд.-во НГТУ, 2005. – 528 с.
4. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 2006. – 472 с.

Реконструкция системы теплоснабжения потребителей тепловой энергии с переходом от центральных на индивидуальные тепловые пункты

Кулак Е.Ф.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
9218300@gmail.com*

Спрос на электрическую и тепловую энергию имеет постоянный рост. В условиях высокой энергоёмкости российской экономики и ограниченности генерирующих мощностей, нехватка энергии может стать сдерживающим фактором роста экономики. Существуют малозатратные энергосберегающие мероприятия с короткими сроками окупаемости относительно строительства генерирующих мощностей, в которые стоит начинать вкладывать не только бюджетные средства, но и мотивировать вкладывать в них потребителей. В данном проекте хочется выделить мероприятия, связанные с отоплением многоквартирных домов и общественных зданий, имеющие не только экономическую, но и социальную значимость.

В России в период массового жилого строительства, с 50-ых годов прошлого века, сложилась система централизованного теплоснабжения, в которой стало повсеместным использование центральных тепловых пунктов (ЦТП), обслуживающие группу зданий. Это стало следствием, используемых в то время насосов, которые издавали недопустимый шум и вибрацию, а также громоздкого оборудования, при использовании которого непосредственно в здании вызывало дискомфорт у жителей. Со стороны теплоснабжающей организаций это означало сокращение объемов работ по обслуживанию системы, а именно эксплуатация сводилась к обслуживанию ЦТП, квартальных и магистральных сетей. В советский период не было цели удовлетворить потребности потребителей, а бралось во внимание только упрощение работы теплоснабжающих организаций, поэтому при жалобах потребителей на несоответствие минимально заданной температуре 18 °С в помещениях, проблема решалась не по конкретному объекту, а централизованно путём увеличения расхода теплоносителя на все здания входящие в зону действия ЦТП района. Регулирование происходило количественно раскручиванием пружины гидравлического регулятора расхода. Это приводило к хроническому перетопу, росту температуры обратной сетевой воды, перегрузке магистральных сетей и как следствие, превышение расхода сетевой воды на 30%. Горячее водоснабжение имело разветвлённую сеть и большое количество циркуляционных колец, что приводило к срыву подачи горячей воды на верхние этажи. Ситуация усугублялась финансированием по остаточному принципу, так как основной упор делался на строительство новых генерирующих мощностей. Ситуация сложившиеся в прошлом сохраняется и по сей день. Изоляция на трубопроводах в прошлом выполнялась из низкокачественных материалов, а высокий процент износа тепло сетевого хозяйства усугубляет ситуацию. Вышеперечисленные факторы явились причиной сверхнормативных потерь тепловой энергии, высокой повреждаемости сетей в отопительный период, и самое важное отсутствием качества горячего водоснабжения (Рис. 1.). С выходом СанПиН 2.1.4.2496-09 "Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего

водоснабжения", утвержденных постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 7 апреля 2009 г. №20, появилась необходимость поддержания в точке водоразбора температуры горячей воды 60 °С (ранее действовала норма 50 °С). СанПиН также устанавливает и продолжительность перерыва горячего водоснабжения потребителям – не более 14 дней в год. В результате гидравлических испытаний магистральных сетей и аварийных отключений, едва удастся уложиться в отведенное время. При этом необходимо обратить внимание на отсутствие проведения гидравлических испытаний на плотность сетей ГВС и ХВС.

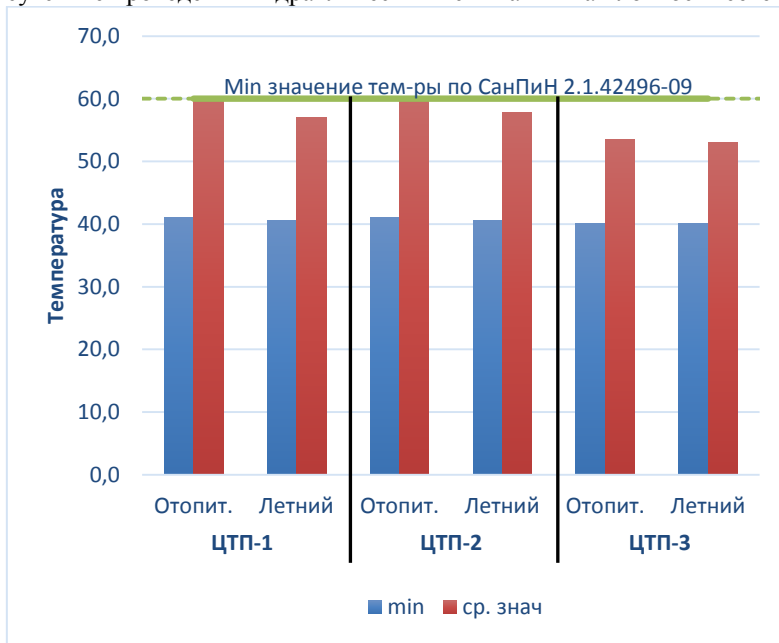


Рис. 1. Температура горячей воды у потребителей, подключенных к ЦТП с отсутствием качества ГВС

При отсутствии деаэрации на ЦТП (местах производства горячей воды) в воде наблюдается высокая концентрация кислорода и углекислоты, что приводит к повышению коррозии труб, результат - сокращение сроков службы трубопроводов вместо 25-30 лет до 5 лет, появление утечек, которые сложно и длительно выявляются. Повышенная коррозия имеет еще один отрицательный момент – зарастание внутренней поверхности трубопроводов, приводит к повышению сопротивления, падению напоров у потребителей, перерасходу электроэнергии насосов на ЦТП.

В рамках деятельности тепло сетевой компании возможно рассмотреть два варианта восстановления качества ГВС у потребителей. Первый вариант предполагает единовременные вложения средств в восстановление линий циркуляции с использованием трубопроводов типа изопрофлекс, реконструкция ЦТП и монтаж дополнительного насосного оборудования со шкафами частотно-регулируемого привода, установка регуляторов. Последствием выполнения данного варианта предполагается увеличение тепловых потерь и затрат на эксплуатацию оборудования. Данный вариант предполагает вложения средств без возможности получения экономических эффектов, т.е. это прямые и не окупаемые затраты. Второй вариант предполагает единовременные вложения по переводу потребителей ЦТП, в котором отсутствует качество ГВС, на индивидуальные тепловые пункты с погодным регулированием, устанавливаемые непосредственно на каждом из объектов, ранее подключенных от ЦТП. Однако при этом может потребоваться перекладка внутриквартальных водопроводов ХВС к жилым домам. Реализация данного варианта имеет такие положительные эффекты для теплоснабжающих компаний как: сокращение тепловых потерь, снижение арендной платы и затрат на ремонтные работы за счет вывода из эксплуатации ЦТП, снижение фонда оплаты труда и затрат на устранение аварий и перекачку сетей. Однако и для потребителей присутствуют положительные стороны, помимо наличия качества ГВС аналогичного с предыдущим вариантом, потребители получают экономию по потреблению ГВС и экономию по погодному регулированию на отоплении. Данные эффекты покрывают появившиеся затраты на электроэнергию и обслуживание ИТП (в том числе чиста фильтров). Реализация второго варианта должна сопровождаться вместе с сервисным договором.

Анализируя предлагаемые варианты несомненно стоит делать предпочтение второму, так как именно он даёт возможность получения дополнительной прибыли при реализации проекта, в то время как первый вариант через некоторый промежуток времени приведет усилению недовольства среди жителей реконструируемого участка ЦТП.

Однако помимо положительных моментов имеют место достаточно существенные риски, о которых стоит задуматься до реализации подобных проектов: 1. Установка блочно-модульных ИТП с погодным регулирование и суточная неравномерность потребление ГВС оказывают негативное воздействие на работу станций из-за существенного влияния на изменения расхода теплоносителя в магистральных трубопроводах. 2. До каждого потребителя необходимо доставить теплоноситель в соответствии с температурным графиком 150/70 и как следствие появляется необходимость большого объема перекачки внутриквартальных тепловых сетей. Так же придётся отказаться от труб с ППУ-изоляцией и пластиковых трубопроводов. 3. Перекачка сетей ХВС из-за приготовления ГВС непосредственно в каждом доме. Пропускной способности нынешних ХВС может попросту не хватить. Как следствие удорожание значительное удорожание проекта. 4. Во многих домах нет внутренней циркуляции системы ГВС. Необходимо дополнительно решать вопрос с управляющими компаниями и поиском средств, собираемых по программам капитального ремонта зданий. 5. При наличии ветхого жилья необходимо предусмотреть места для размещения оборудования в отдельном контейнере вблизи здания. 6. Решить вопрос собственности ИТП и арендных отношений с управляющими компаниями. 7. Необходимо согласие всех объектов на проведение работ, исключаемой из работы ЦТП, так как при отказе даже одного объекта, выводить из работы оборудование запрещается.

Таким образом, при реализации проектов по реконструкции систем теплоснабжения необходимо проводить тщательный отбор ЦТП. Для этого необходимо сформировать критерии отбора для каждого из предложенных вариантов реконструкции, с целью достижения максимальных экономических и социальных результатов по окончании.

Список литературы:

1. СанПиН 2.1.4.2496-09. «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения.»
2. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учеб. для вузов. 6-е изд., перераб.- М.: Энергоиздат, 2006.- 360 с.
3. Шилкин М.В. Экономические аспекты внедрения индивидуальных тепловых пунктов //Энергосбережение.- 2007,- №3.- С. 12-15.

Термодинамическая эффективность утилизационного энергетического контура ГТУ на низкикипящих рабочих телах в системах транспорта природного газа

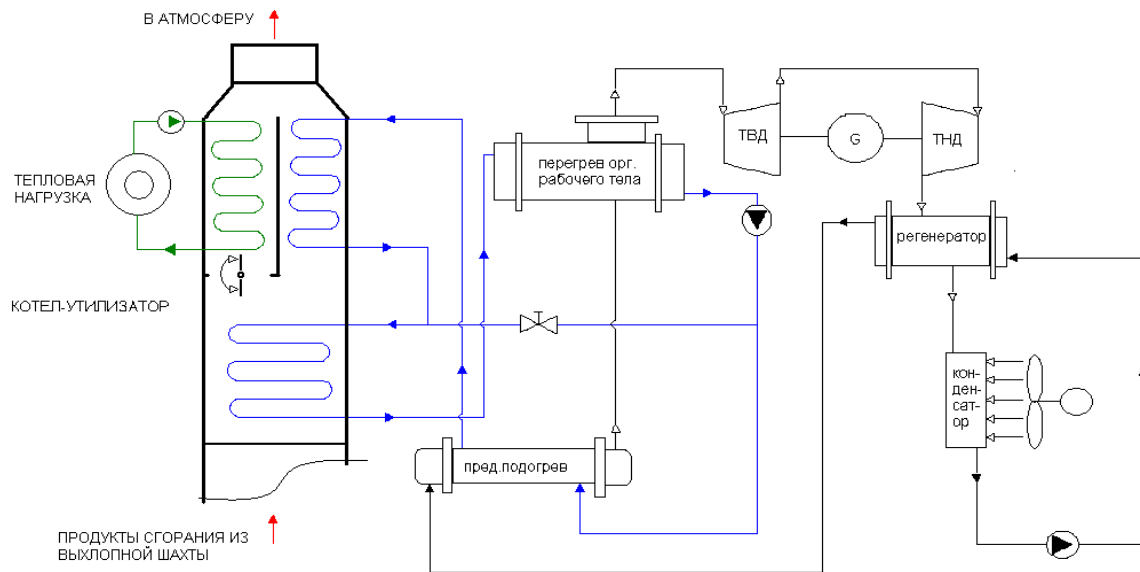
Ларин Е.А, Стороженко Ю.М., Ялов С.В.

*Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
Россия, Саратов,
larin@sstu.ru*

Газотурбинный привод является основным типом привода центробежных нагнетателей систем транспорта природного газа, его доля достигает 85% общей установленной мощности. В настоящее время газотурбинный парк систем транспорта природного газа состоит из более чем 20 типов агрегатов различных производителей мощность 2,5-25 МВт. Номинальный КПД этих агрегатов находится в диапазоне 23-35%. Температура выхлопных газов достигает 500°C. Решение одной из ключевых проблем систем транспорта природного газа, а именно повышения эффективности использования газа на собственные технологические нужды компрессорных станций (КС), доля которых достигает 17% всей добычи газа, связано с глубокой утилизацией теплоты уходящих газов газотурбинного привода центробежных нагнетателей. Повышение эффективности ГТУ путем утилизации теплоты уходящих для нужд теплоснабжения имеет ограниченное применение. Одним из эффективных направлений использования утилизируемой теплоты ГТУ является создание утилизационного энергетического комплекса (УЭК) с применением низкикипящих рабочих тел (НРТ).

Предлагаемая принципиальная расчётная схема утилизационного энергетического контура с использование НРТ представлена на рисунке 1.

Рис. 1. Предлагаемая расчётная схема УЭК с НРТ



В предложенной схеме продукты сгорания из выхлопной шахты направляются в котел-утилизатор (КУ). Генерируемый в промежуточном контуре перегретый пар НРТ после расширения в турбине после регенеративного подогрева конденсата конденсируется в воздушном конденсаторе. Для повышения эффективности УЭК хвостовая поверхность теплообмена КУ содержит теплообменную поверхность для генерации горячей воды для нужд отопления и горячего водоснабжения. Регулирование количества отпуска теплоты производится изменением угла наклона шибера, установленного перед поверхностью утилизатора. Приведенная схема УЭК с НРТ в условиях систем транспорта природного газа обеспечивает выработку тепловой и электрической энергии в количестве достаточном для удовлетворения собственных нужд КС. Поскольку компрессорные станции располагаются в климатических зонах, где средняя зимняя температура самых холодных месяцев составляет минус 26 °С, а самые низкие температуры достигают значений минус 58 - 63 °С, в качестве рабочего тела промежуточного контура целесообразно использовать низкокипящие вещества.

С целью укрупнения мощности УЭК, возможности концентрации оборудования комплекса в одном месте с учётом компоновки размещения ГПА на промплощадке, обеспечения независимости генерации электроэнергии от количества работающих агрегатов, предлагается выполнить обвязку выхлопных шахт ГПА в единый коллектор с подключением его к котлу утилизатору УЭК. Данный вариант представляется наиболее целесообразным, однако в каждом конкретном случае вопрос размещения УЭК должен рассматриваться индивидуально.

Принципиальным при разработке утилизационной установок является выбор вещества для использования его в качестве рабочего тела. Выбор низкокипящего рабочего тела предполагает учет следующих факторов: дешевизна, доступность и освоённость технологии обращения; большие значения теплопроводности, температуропроводности насыщенной жидкости, плотности насыщенного пара и жидкости; низкие значения поверхностного натяжения и вязкости жидкости; нетоксичность; экологичность; исключение возможной эрозии лопаток и отсутствие перегрева пара перед турбиной за счет окончания процесса расширения в области перегретого пара (кривая пара в T-S координатах имеет положительную производную).

В качестве возможных рабочих тел рассмотрены бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{14}), октафторциклобутан (C_4F_8), декафторбутан (C_4F_{10}).

В качестве приводов ГПА используются преимущественно ГТУ, работающие по простому циклу, а также незначительное количество агрегатов, работающих по циклу с регенерацией. Термодинамические циклы ГТУ, работающих по регенеративному и безрегенеративному циклам совместно с УЭК на НРТ с до критическими параметрами пара представлены на рисунке 2.

На рисунке 2: 1-2 — адиабатный процесс сжатия воздуха в осевом компрессоре; 1-2д — реальный процесс сжатия воздуха в осевом компрессоре; 2д-6 — подвод тепла к сжатому воздуху в регенераторе (для ГТУ с регенерацией); 2д-3 — подвод тепла к рабочему телу в камере сгорания

(для ГТУ без регенерации); 6-3 — подвод тепла к рабочему телу в камере сгорания (для ГТУ с регенерацией); 3-4 — адиабатное расширение смеси воздуха и продуктов сгорания в газовой турбине; 3-4д — реальный процесс расширения смеси воздуха и продуктов сгорания в газовой турбине; 4д-5 — отвод тепла от отработавших в турбине продуктов сгорания в регенераторе (для ГТУ с регенерацией); 5-7 — отвод тепла от продуктов сгорания к НРТ в котле утилизаторе (для ГТУ с регенерацией); 4д-5 — отвод тепла от продуктов сгорания к НРТ в котле утилизаторе (для ГТУ без регенерации); 7-1, 5-1 — сброс тепла в атмосферу; 1¹-2¹ — адиабатное расширение рабочего тела в турбине; 1¹-2¹д — реальный процесс расширения рабочего тела в турбине; 2¹(2¹д)-3¹ — отвод тепла от отработавшего в турбине рабочего тела в регенераторе; 3¹-4¹ — процесс конденсации паров НРТ в конденсаторе; 4¹-5¹ — сжатие сконденсированного НРТ в насосе; 5¹-6¹ — подвод тепла к НРТ в регенераторе; 6¹-7¹ — подвод тепла к НРТ в котле утилизаторе, до температуры кипения; 7¹-8¹ — кипение (испарение) рабочего тела в испарительной части котла утилизатора; 8¹-1¹ — перегрев рабочего тела в котле утилизатора.

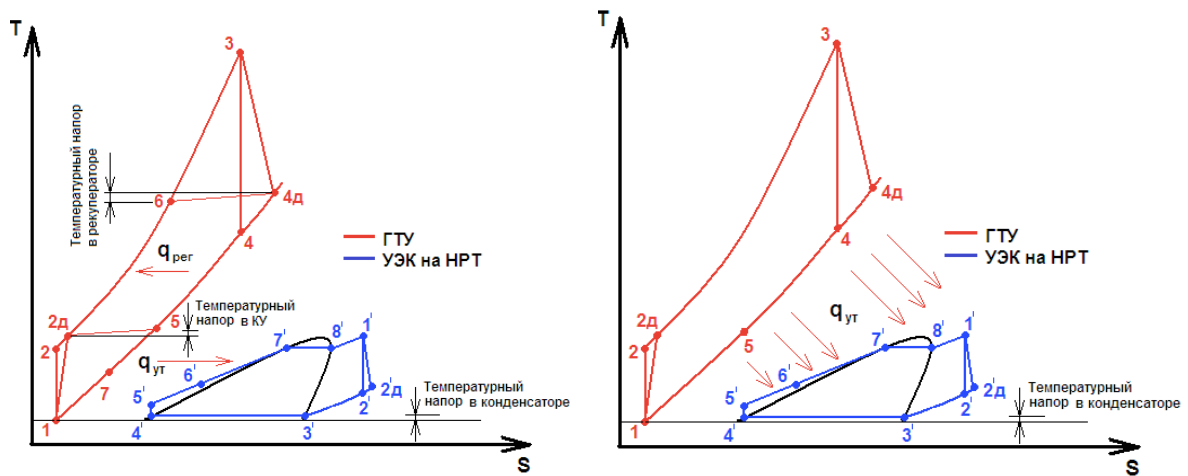


Рис. 2. Условные комбинированные термодинамические циклы ГТУ с УЭК

По разработанной в [1] методике проведены термодинамические исследования эффективности УЭК. В таблице 2 приведены значения параметров рабочих тел и внутреннего КПД утилизационного энергетического контура на различных рабочих телах

Таблица 2. Параметры термодинамических циклов на сравниваемых НРТ

Рабочее вещество	Бутан	Пентан	Гексан	Октафорци клубутан	Декафорци бутан
Температура пара на входе в турбину t_1 , °C	290	290	290	290	290
Давление пара на входе в турбину P_1 , МПа	10	5	4	10	10
Давление в конденсаторе P_4 , МПа	0,3785	0,11567	0,0373	0,4918	0,4233
Температура насыщения в конденсаторе t_4 , °C	40	40	40	40	40
Энтальпия пара на входе в турбину h_1 , кДж/кг	1113,2	875,42	764,69	558,13	351,21
Действительное значение энтальпии пара на выходе из турбины $h_{2д}$, кДж/кг	929,28	676,45	578,75	504,27	303,35
Действительное значение энтальпии на входе в конденсатор $h_{3д}$, кДж/кг ($P_{3д}=P_4$; $t_{3д}=t_3+5$ °C)	663,65	377,4	299,04	351,11	136,27

Энтальпия жидкости на входе в насос h_4 , кДж/кг	296,8	9,37	-68,5	244,13	45,19
Действительное значение энтальпии жидкости на выходе из насоса $h_{5д}$, кДж/кг	318,23	19,4	-60,79	252,26	53,29
Действительная энтальпия вещества на входе в котёл-утилизатор $h_{6д} = h_{2д} - h_{3д} +$ $h_{5д}$, кДж/кг	583,86	318,21	218,92	405,42	220,37
Действительная теплота подводи-мая в парогенераторе $q_{1д} = h_1 - h_{4д}$, кДж/кг	527,34	539,21	545,77	152,71	130,84
Действительная теплота, передаваемая в рекуператоре $q_{рек.} = h_{2д} - h_{3д} = h_{6д} - h_{5д}$, кДж/кг	265,63	298,81	279,71	351,11	167,08
Действительная работа турбины $l_{т.д} = h_1 -$ $h_{2д}$, кДж/кг	183,92	181,21	185,94	53,86	47,86
Действительная работа насоса $l_{н.д} = h_{5д} -$ $h_{4д}$, кДж/кг	21,41	10,03	7,71	8,13	8,1
Полезная работа цикла $l_{ц.д} = l_{т.д} - l_{н.д}$ кДж/кг	162,51	171,18	178,23	45,73	39,76
Внутренний КПД цикла $\eta_{i,ц} = l_{ц.д} / q_{1д}$, %	30,82	31,75	32,66	29,95	30,39

Проведенные термодинамические исследования показали, что при использовании гексана в качестве рабочего тела утилизационного энергетического контура, достигается наибольший внутренний КПД цикла, что указывает на перспективность его применения.

Таким образом, выполненные термодинамические исследования позволяют создавать комбинированные установки на базе ГПА утилизационный энергетический контур с выработкой электроэнергии и теплоты для собственных нужд. Так на базе ГПА типа ГПА Ц-16 электрическая мощность утилизационного контура составляет около 5 МВт (э), а тепловая мощность для нужд теплоснабжения до 10 МВт (т).

Термодинамические преимущества комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в утилизационном энергетическом контуре позволяют обеспечить удельную системную экономию топлива на уровне 15 – 17 % по сравнению с раздельной схемой генерации электроэнергии и теплоты.

Список литературы:

1. Ларин, Е.А. Математическое моделирование энергетических характеристик и системная эффективность ГТУ с энергетическим контуром на низкокипящем рабочем теле /Е.А. Ларин, С.В. Ялов.// Вестник СГТУ. – 2008. – № 1 (31). Выпуск 2. – С. 143-154.

Модернизация турбины Т-100/120-130 и замена ЦВД

Любецкий Ю.Д.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: lubetskiy_yury@mail.ru

Одним из основных источников загрязнения в Новосибирске являются тепловые электрические станции, технологическое оборудование которых эксплуатируется с 40-х годов. С целью улучшения экологической обстановки существует острая необходимость продолжения проведения реконструкции, модернизации технологического оборудования, выработавшего свой ресурс.

Существуют различные методы модернизации турбин, например:

- Модернизированные уплотнения вала турбины – использование выдвижных и щеточных уплотнений. Выдвижные уплотнения обеспечивают повышение надежности делая старт

плавным и устраняет контакт во время пуска. Уменьшение трения приводит к уменьшению работ по техническому обслуживанию уплотнений. Более малые зазоры повышают производительность, поддерживают тепловую скорость и уменьшают окисление. Щеточных уплотнений обеспечивают «нулевой зазор» во время работы и гнутся при скачках. Щеточные уплотнения могут быть вмонтированы в конструкцию выдвижных уплотнений и дать очень эффективную изоляцию.

- Оптимизация конденсатора – перекомпоновка и замена труб для оптимизации производительности конденсатора. Данный вариант, может быть реализован для повышения производительности паровых турбин. Это может быть отдельный проект или может быть выполнен в сочетании с другими вариантами модернизации турбины. Этот вариант предполагает в первую очередь выполнение условного плана на существующий конденсатор для определения потенциальных улучшений. Изменения могут варьироваться от перенастройки существующих труб конденсатора для лучшего потока и снижение противодавления до замены конденсатора.
- Замена парового тракта, используя новейшие материалы и технологии для повышения надежности и производительности.
- Замена лопаток турбины – перелопачивание турбины на технологически усовершенствованные лопасти; [1]

В настоящей работе рассматривается турбина Т-100/120-130 III-очереды Новосибирской ТЭЦ-4, введенной в эксплуатацию в сентябре 1970 года из-за растущей потребности развивающегося города в электрической и тепловой энергии путем, возможность её реконструкции и замены ЦВД и организацией промышленного отбора для пиковых подогревателей, с учетом существующих производственных площадей, что существенно сказывается на снижении капитальных затрат на модернизацию.

Турбина представляет собой одновальный агрегат, состоящий из цилиндров высокого, среднего и низкого давлений. Имеется два теплофикационных отбора пара (верхний и нижний) для подогрева сетевой воды.

Проточная часть цилиндра высокого давления безобойменной конструкции включает в себя двухвенечную регулируемую и восемь ступеней активного типа. В цилиндре среднего давления восемь ступеней с цельнокованными дисками, последующие шесть ступеней имеют насадные диски. Цилиндр низкого давления выполнен двухпоточным с двумя ступенями в каждом потоке.

Парораспределение в турбине сопловое. Свежий пар по двум паропроводам подводится к стопорному клапану, затем по четырём перепускным трубам поступает к четырём коробкам регулирующих клапанов. Управление регулирующими клапанами осуществляется при помощи кулачкового распределительного устройства, вал которого приводится во вращение поршневым сервомотором посредством зубчатой рейки.

Регенеративная установка включает в себя холодильники эжекторов, четыре подогревателя низкого давления (ПНД), деаэратор, три подогревателя высокого давления (ПВД), трубопроводы с необходимой арматурой.

Цилиндр высокого давления по направлению пара является противоточным относительно цилиндра среднего давления. В соответствии с этим лопаточный аппарат ЦВД имеет левое вращение. В ЦВД первый регенеративный отбор пара производится из его выхлопа. Отсутствие отборов из цилиндра упростило его конструкцию. Из ЦВД пар по четырём перепускным трубам направляется в ЦСД. Промежуточный перегрев пара отсутствует, так как выигрыш в экономичности от применения промежуточного перегрева в турбинах с отбором пара значительно ниже, чем в турбинах конденсационного типа.[2]

Модернизация включает:

- Замену ответственных элементов и узлов части высокого давления турбины, с целью продления ресурса работы турбоустановки с одновременным повышением технико-экономических и надежностных показателей турбины;
- Модернизацию системы парораспределения цилиндра высокого давления турбины;
- Установку одновенечной регулирующей ступени высокого давления;
- Организация дополнительного отбора пара на производство от пароперепускных труб ЦВД;
- Модернизация турбины обеспечит:
- Повышение электрической мощности и КПД турбины за счет замены двухвенечной регулирующей ступени на одновенечную;

- Сохранение экономичности турбины в процессе длительной эксплуатации за счет применения сотовых концевых и промежуточных уплотнений ЦВД;
- Возможность дальнейшего увеличения расхода свежего пара с одновременным увеличением электрической мощности и тепловой нагрузки турбоагрегата;
- Улучшение работы парораспределения;
- Повышения качества и надежности системы.

Список литературы:

1. Michael W. Smiarowski, Rainer Leo, Christof Scholten. Steam turbine modernization
2. Инструкция по эксплуатации турбоустановки Т-100/120-130, МТ-265075 РЭ

Математическое моделирование тепловых резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом влияния инженерных сооружений в зоне их размещения

Махсумбек Ф.Т., Ожикенова Ж.Ф.

Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

faya-m@inbox.ru

Прогноз структуры топливно-энергетического баланса России показывает, что нефть и газ останутся доминирующими энергоносителями, при сжигании которых в 2030 г. будет производиться 70% энергии [1]. Следует помнить о том, что большое число электростанций и крупных котельных используют мазут в качестве основного топлива, на всех электростанциях и котельных, работающих на газовом топливе, имеются резервные мазутные хозяйства, а электростанции и котельные, работающие на угле, часто используют мазут для растопки и подсвечивания факела [2].

Действующие по сегодняшний день отраслевые методики расчета и проектирования мазутных хозяйств далеко не в полной мере отражают все особенности тепловых процессов, происходящих на всех стадиях подготовки мазута к сжиганию [3].

Одним из перспективных подходов к исследованию тепловых потерь резервуаров ТЭС и котельных в условиях реальной эксплуатации является использование разнообразных коммерческих или открытых пакетов прикладных программ, позволяющих учитывать различные эффекты и процессы, приводящие к интенсификации процессов переноса в рассматриваемых системах.

Целью работы является математическое моделирование тепловых потерь резервуаров ТЭС и котельных, расположенных в зонах влияния инженерных сооружений и численный анализ тепловых режимов рассматриваемых объектов в подобных условиях.

Рассматривается типичный вертикальный цилиндрический стальной подземный резервуар марки РВС–100. На рисунке 1 показано схематическое изображение области решения рассматриваемой задачи.

Для рассматриваемой области (рисунк 1) решается двумерная стационарная задача теплопроводности в системе «подземный резервуар – окружающая среда» с учетом наличия инженерных сооружений в зоне размещения резервуаров ТЭС и котельных.

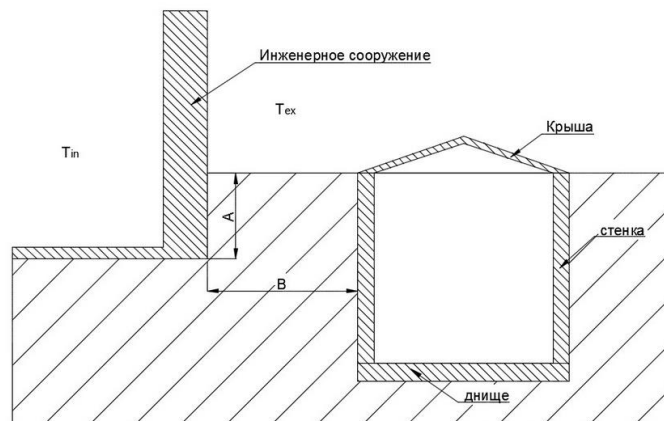


Рис.1. Схема поперечного сечения области решения

Процессы переноса тепла для рассматриваемого объекта (рисунок 1) будут описываться следующими соотношениями:

$$\nabla^2 T_{из} = 0, \quad (1)$$

$$\nabla^2 T_{г} = 0, \quad (2)$$

$$\nabla^2 T_{ф} = 0. \quad (3)$$

$$T_{из,1} = T_m = \text{const}. \quad (4)$$

$$\lambda_{из} \text{grad}(T_{из,2}) = \lambda_{г} \text{grad}(T_{г,2}); \quad T_{из,2} = T_{г,2}; \quad (5)$$

$$\lambda_{г} \text{grad}(T_{г,3}) = \lambda_{ф} \text{grad}(T_{ф,3}); \quad T_{г,3} = T_{ф,3}. \quad (6)$$

$$-\lambda_{г} \text{grad}(T_{г,4}) = \alpha(T_{г,4} - T_{ex}), \quad (7)$$

$$-\lambda_{ф} \text{grad}(T_{ф,5}) = \alpha(T_{ф,5} - T_{ex}). \quad (8)$$

$$-\lambda_{ф} \text{grad}(T_{ф,6}) = \alpha(T_{ф,6} - T_{in}). \quad (9)$$

$$-\lambda_{ф} \text{grad}(T_{ф,7}) = \alpha(T_{ф,7} - T_{in}), \quad (10)$$

$$\text{grad}(T_{г}) = 0, x \rightarrow \pm\infty, y \rightarrow -\infty. \quad (11)$$

$$\text{grad}(T_{ф}) = 0, x \rightarrow \pm\infty, y \rightarrow +\infty. \quad (12)$$

Обозначения: T – температура, К; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); α – коэффициент теплоотдачи, Вт/м²·К.

Индексы: из – слой тепловой изоляции; г – грунт; м – мазут; ф – фундамент инженерного сооружения; in – внутренний; ex – наружный; 1 – внутренняя поверхность изоляции резервуара; 2 – граница раздела «корпус резервуара- грунт»; 3 – граница раздела «грунт – фундамент инженерного сооружения»; 4 – граница раздела «грунт – окружающая среда»; 5 – граница раздела «грунт – инженерного сооружения»; 6 – граница раздела «фундамент – воздух внутри инженерного сооружения». 7 – граница раздела «пол подвала – воздух внутри инженерного сооружения».

Рассматриваемая задача (1) – (12) решена с применением средств и функций пакета программ мультифизического моделирования COMSOL Multiphysics с использованием модуля General Heat Transfer [4].

Исследование проводилось для резервуара марки PBC-100 с тепловой изоляцией из минеральной ваты (толщина 50 мм).

При проведении численного моделирования предполагалось, что температура внутренней поверхности резервуара имеет постоянное значение, равное температуре хранящегося топлива $t_m = 80$ °С. Расстояние от внешней изоляции резервуара до фундамента составляло $B = 20$ м, а заглубление фундамента $A = 2$ м [5]. Температура окружающей среды T_{ex} принималась равной средней температуре воздуха за период отопления в городе Томск [7], а температура воздуха внутри инженерного сооружения составляло $T_{in} = 293,15$ К. В таблице 1 приведены теплофизические характеристики материалов и веществ, использовавшиеся при проведении исследований [6].

Таблица 1. Теплофизические характеристики материалов

Материал	Плотность, кг/м ³	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)
Минеральная вата	150	0,046	840
Железобетон	2200	1,54	887
Грунт	1835	1,42	1155

Основные результаты численного моделирования тепловых режимов резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом влияния инженерных сооружений в зоне их размещения приведены в таблице 2 и на рисунках 2, 3.

В таблице 2 приведены значения тепловых потерь Q_1 рассчитываемого объекта без учета наличия инженерных сооружений и Q_2 – с учетом наличия инженерных сооружений в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных.

Таблица 2. Результаты расчета тепловых потерь

Вариант расчета	Температура окружающей среды, °С	Q_1 , кВт	Q_2 , кВт	$\delta = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_2}, \%$
сентябрь	+9,2	97,451	97,638	0,192
октябрь	+0,9	109,140	109,103	0,034
ноябрь	-10,4	124,727	124,719	0,006
декабрь	-17,5	134,281	134,730	0,333
январь	-19,2	136,641	136,866	1,334
февраль	-16,7	133,157	133,419	0,196
март	-10,1	124,090	124,314	0,180
апрель	-0,1	110,264	110,490	0,205
май	+8,6	98,275	98,462	0,190
июнь	+15,3	89,021	89,208	0,210

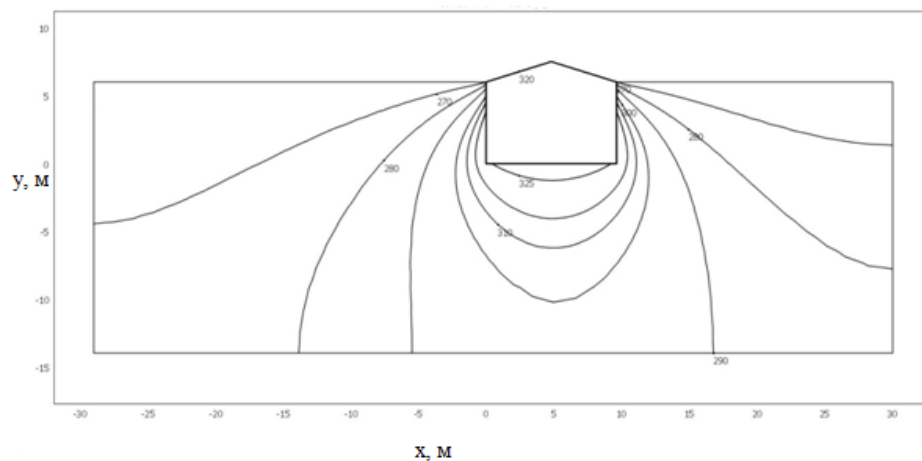


Рис 2. Типичные температурные поля в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных при температуре окружающей среды -40°C .

Результаты численного анализа тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных, свидетельствуют о том, что наличие инженерного сооружения в зоне их размещения мало влияют на изменение тепловых потерь, поэтому можно пренебречь этим показателем.

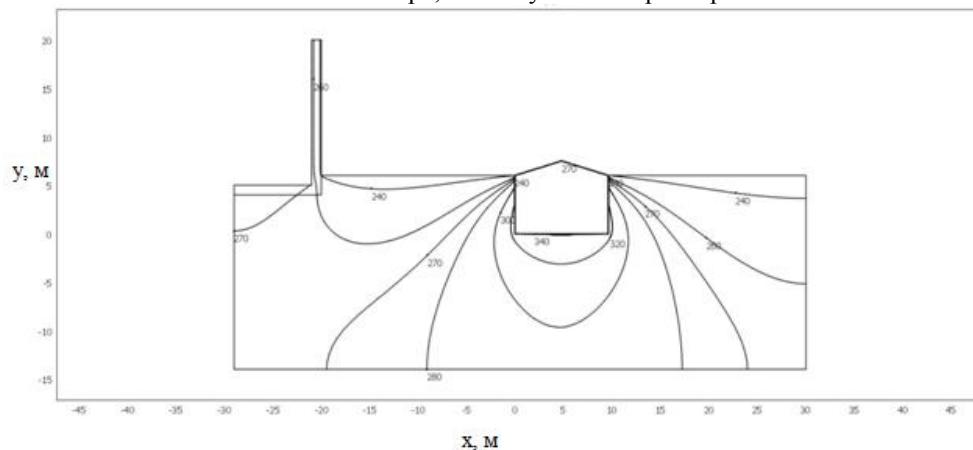


Рисунок 3. Типичные температурные поля в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных при температуре окружающей среды -40°C с учетом влияния инженерного сооружения.

На рисунках 2, 3 приведены типичные температурные поля в зоне резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных при отсутствии близрасположенных инженерных сооружений (рис.2) и при их наличии (рис.3).

Список литературы:

1. Развитие теплоснабжения в России в соответствии с Энергетической стратегией до 2030г. // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 2. – С. 6–9.
2. Олимпиев В.В., Михеев Н.И., Молочников В.М. Энергосберегающая технология хранения и подогрева мазута в мазутных хозяйствах ТЭС и котельных // Известия академии наук. Энергетика. – 2005. – №1 – С. 14 – 1
3. Назмеев Ю.Г. Мазутные хозяйства ТЭС. – М.: МЭИ, 2002. – 612 с.
4. Бирюлин Г.В. Теплофизические расчеты в конечно-элементном пакете COMSOL/FEMLAB. СПб.: СПбГУИТМО, 2006. – 89 с.
5. СНиП 2.11.03-93. Строительные нормы и правила. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2011. – 46 с.
6. Гува А.А. Краткий теплофизический справочник. Новосибирск: Сибвузиздат, 2002. – 300 с.
7. Соколов Е.А. Теплофикация и тепловые сети. Учебник для вузов. М.: Издательство МЭИ. 2001. – 472 с.

Парогазовая установка с дополнительным контуром на фреоне R-134a

Мин Е.Г., Елистратов С.Л.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г.Новосибирск

E-mail: monkcrazynet@mail.ru

В настоящее время парогазовые установки являются высокоэффективным энергетическим оборудованием, их КПД по выработке электроэнергии достигает порядка 60%[1]. Рассматривается ПГУ на базе блока Тюменской ТЭЦ-1 установленной электрической мощностью 206 МВт и тепловой 251,7 Гкал/ч, созданная в рамках технического перевооружения традиционной паротурбинной установки. Основное оборудование блока состоит из модернизированного энергетического котла для работы в составе ПГУ Е-500-13,8-560 ГН производства ОАО ТКЗ «Красный котельщик»; паровой теплофикационной турбины Т-130/160-12,8 производства ОАО «Силовые машины»; газовой турбины V64.3 Siemens, в качестве основного топлива используется природный газ[2].

Техническое перевооружение ПГУ заключается в следующем: производится установка ГТУ, её уходящие газы используются в качестве части подогретого окислителя для работы энергетического котла, это позволяет удалить из газохода котла воздухоподогреватель, а на его место установить турбинные экономайзеры, частично вытесняющие регенеративные отборы пара из турбины, что в конечном итоге приводит к снижению коэффициента недовыработки, а следовательно к повышению электрической мощности блока без увеличения расхода топлива. Температура питательной воды при этом понижается с 230°C до 168°C , а температура уходящих газов до 115°C .

Рассматривается возможность дальнейшего использования теплоты уходящих газов на выходе из энергетического котла: при известном расходе топлива на котел $13,63 \text{ м}^3/\text{с}$, теоретическом объеме продуктов сгорания $10,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$, теплоемкости дымовых газов $1,002 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$ имеем 57222 кВт тепловой мощности. С учетом температуры точки росы дымовых газов при работе котла на природном газе 58°C [3] тепловая мощность уходящих газов составит 8406 кВт .

Эту мощность можно использовать в дополнительном контуре по выработке электроэнергии, где рабочим телом является фреон R-134a. Данный фреон выбран по причине его пожаробезопасности, нетоксичности и озонобезопасности. Выработку электроэнергии предполагается осуществлять двумя турбогенераторами с турбинами УЭФ-90/0,5 мощностью 750

кВт, которые эксплуатировались на первой бинарной геотермальной электростанции на Камчатке[4].

С учетом перевооружения блока и введения дополнительного контура выработки электроэнергии принципиальная тепловая схема блока представлена на рис.

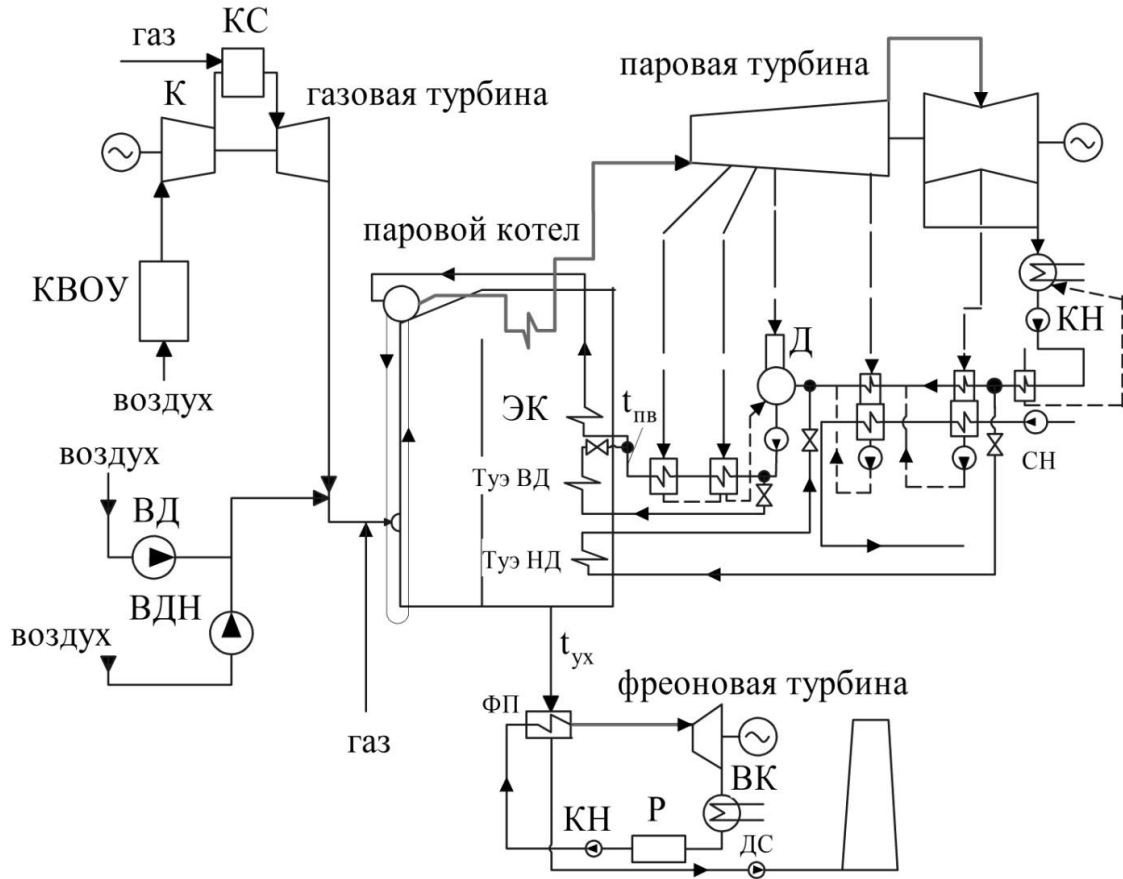


Рис.1 Принципиальная тепловая схема энергоблока ПГУ с дополнительным контуром на фреоне R-134a

КВОУ- комплексная воздухоохладительная установка, К-компрессор, КС- камера сгорания, ВД- дутьевой вентилятор, ВДН- вентилятор дутьевой напорный, Туэ ВД- турбинный экономайзер высокого давления, Туэ НД- турбинный экономайзер низкого давления, ЭК- экономайзер котла, КН- конденсатные насосы, СН- сетевой насос, Д- деаэратор, ФП – фреоновый парогенератор, ВК- воздушный конденсатор, Р-ресивер, ДС- дымосос.

При использовании воздушного конденсатора в условиях работы блока в Новосибирске КПД дополнительного контура и всей установки в целом будет меняться в связи с изменением температуры окружающей среды. Определим КПД цикла Карно дополнительного фреонового контура по формуле:

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \cdot 100\%$$

где: T_1 - температура верхнего источника теплоты в порядке оценки при термическом КПД ФП 87% составит 373 К, T_2 - температура окружающей среды, К.

Можно оценить максимальную теоретическую мощность по формуле:

$$L = \eta \cdot Q_{yx}$$

где: Q_{yx} -тепловая мощность уходящих газов с учетом точки росы, кВт

Таким образом, при введении дополнительного контура на низкокипящем рабочем теле в ПГУ, осуществляется трехкратная выработка электроэнергии с более полным использованием теплоты. Выработанная на фреоновых турбинах электроэнергия может быть использована для покрытия собственных нужд станции.

Таблица 1. Зависимость КПД Карно и макс. мощности в дополнительном контуре от температуры окружающей среды.

$t_{oc}, ^\circ C$	-39	-20	-10	0	10	20	30
$\eta, \%$	37,27	32,17	29,49	26,81	24,13	21,45	18,77
L, кВт	3132,67	2704,47	2479,09	2253,72	2028,35	1802,98	1577,61

В дальнейшем исследовании будет определены параметры эффективности ГТУ и дополнительного контура на фреоне при разных температурах окружающего воздуха, найдены доли отбора пара на регенерацию с возможным уточнением схемы регенерации.

Список литературы:

1. <http://www.manbw.ru/analytics/pgu.html>
2. Горов А.А., Мартов О.В. Проектно-техническая документация проекта «Техническое перевооружение Тюменской ТЭЦ-1 путем ввода парогазовой установки». -2006-74с.
3. М.И. Резников «Паровые котлы тепловых электростанций». – М.: Энергоиздат, 1981 – 238 с.
4. Г.В. Томаров, А.И. Никольский, В.Н. Семенов, А.А. Шипков Геотермальные энергетические проекты в России//Энергетика и экология. – 2009-43с.

Расширение Омской ТЭЦ-3 путем внедрения ПГУ-90

Мироненко Д.А.

Новосибирский Государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: md_14.93@mail.ru

Омская ТЭЦ-3 является структурным подразделением Омского филиала ОАО «ТГК-11» и расположена в Советском административном округе г. Омска.

Основные технико-экономические показатели ТЭЦ:

- установленная электрическая мощность – 350 МВт;
- установленная тепловая мощность – 1430 Гкал/ч;
- годовая выработка электрической энергии – 1348603 тыс. кВтч.;
- годовой отпуск тепловой энергии – 3434690 Гкал.;
- годовой расход топлива – 904836 т.у.т..

В связи с дефицитом тепловой и электрической мощности было принято решение о расширении Омской ТЭЦ-3.

Расширение Омской ТЭЦ-3 было выбрано путем внедрения ПГУ, потому что в настоящий момент ПГУ - одна из самых эффективных технологий выработки электроэнергии на тепловых станциях. Газ в смеси с воздухом сжигается в газовых турбинах, похожих на авиадвигатель. На каждой из них "сидит" свой генератор. После чего продукты сгорания огромной еще температуры попадают в котлы-утилизаторы, где вырабатывается пар, который подается на одну паровую турбину, которая вырабатывает еще электроэнергию. За счет этого "двойного" цикла сгорания одного объема газа КПД ПГУ установки достигает 50-55% - это очень высокий результат, приближенный к технологическому пределу.

Так как в 2002 году на Омской ТЭЦ-3 были демонтированы водогрейные котлы с третьей очереди, место для размещения ПГУ было, но пришлось пристраивать новое помещение, так как старые мощности работают по схеме «котел-турбина», а тут «турбина-котел-турбина». В итоге к старому котельному цеху пришлось сделать пристройку для газовой турбины.

В рамках выбора оптимальной конфигурации ПГУ выполнен сравнительный анализ по стоимостным, термодинамическим и надежностным показателям и определен наиболее оптимальный – дубль блок на базе двух ГТУ мощностью 30 МВт.

Для реализации проектных решений, удовлетворяющих требованиям, принимается основное оборудование:

- две ГТУ LM2500+G4 производства «General Electric»;

- два котла-утилизатора двух давлений по типу Е-41/10-50/6,1-425/231 без дожигания, производства ОАО «ЭМАльянс»;
- теплофикационная турбина по типу Т-14/23 производства ОАО «Калужский турбинный завод».

Благодаря введению в работу парогазовой установки на Омской ТЭЦ-3 электрическая мощность возросла на 90 МВт, а тепловая на 50 Гкал/ч. В результате электрическая мощность Омской ТЭЦ-3 возросла до 460 МВт, тепловая мощность теперь составляет 1480 Гкал/ч.

Новый Энергоблок замещает физически и морально устаревшие паросиловые мощности ТЭЦ-3. Коэффициент полезного действия ПГУ-90 составляет около 50%, что в полтора раза превышает КПД демонтированного паросилового оборудования.

Благодаря нововведённым электрическим и тепловым мощностям произошло:

- снижение энергодефицита Омского региона;
- обеспечение надежного теплоснабжения строящихся жилых микрорайонов;
- обеспечение теплоснабжением крупных предприятий нефтехимического комплекса.

Данная тема актуальна тем, что в России доля морально и физически устаревшего энергооборудования на электростанциях и в электрических сетях составляет более 40%, а реконструкция, путем внедрения ПГУ является одним из самых эффективных способов.

Список литературы:

1. П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов др Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями: Монография. -Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.-528с.
2. Белкин А.П. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа. - Тюмень: Изд-во ТГАСУ, 2013. -23 с.
3. <http://www.sdelanounas.ru/blogs/35125/>

Анализ физико-химических свойств жидкого композиционного топлива на основе бурого угля марки 2Б

Осипов В.И., Ларионов К.Б., Дитц А.А., Слюсарский К.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: vitosipov93@mail.ru

Для энергетики природный газ является наиболее предпочтительным сырьем, что связано с его экологичностью [1]. Но в связи с ростом экспорта Российского газа за рубеж [2], истощением существующих источников и высокими запасами твердого топлива [3] возрастает интерес к использованию угля в качестве источника энергии, что сопряжено с увеличением вредных выбросов в атмосферу [4]. В наши дни для решения данной проблемы ведутся активные разработки различных методов переработки угля, для повышения экологических показателей его использования. Одним из таких методов является приготовление водоугольного топлива (ВУТ) [5].

ВУТ может быть использовано для непосредственного сжигания или газификации. В настоящий момент водоугольное топливо не получило широкого распространения на объектах энергетики, поэтому её физико-химические свойства изучены недостаточно полно. Исходя из вышесказанного, возникает необходимость для всесторонних исследований ВУТ на научно-аналитическом оборудовании.

В данной работе представлен сравнительный анализ экспериментальных данных для двух видов топлив: угля марки 2Б, помол которого составляет 80 мкм, и ВУТ, приготовленного из угля той же марки и того же помола. Масса образца пылевидного угля составляет 20 мг, а масса ВУТ 33 мг. Масса ВУТ рассчитана таким образом, чтобы количество угля было равным в обоих образцах и равно 20 мг. Процентное содержание угля в ВУТ равно 60%, а воды – 40%.

Целью данной работы является анализ эффективности применения ВУТ для непосредственного сжигания или газификации по сравнению с традиционным сжиганием угля.

Данные для исследования получены при проведении таких экспериментов, как термогравиметрический анализ (ТГ), дифференциальная сканирующая калориметрия (ДСК), масс-спектрометрия и рентгенофлуоресцентный анализ золы (РФА). В процессе проведения эксперимента образцы подвергались нагреву со скоростью 30 °С/мин от комнатной температуры до температуры равной 1300 °С. Нагрев осуществлялся в атмосфере газовой смеси, состоящей из воздуха и аргона в соотношении 5:1, соответственно.

Результаты эксперимента приведены на рисунке 1.

Как видно из рисунка 1, в температурном интервале от 50 до 200 °С имеет место значительное изменение массы у обоих образцов. Данная потеря массы связана с процессом сушки, при этом ВУТ теряет около 38% своей массы, а пылевидный уголь только 10%. Этот эффект связан с большим содержанием воды в образце водоугольного топлива, по сравнению с другим образцом. Кроме того, в процессе сушки наблюдается эндотермический процесс, который связан с поглощением теплоты в процессе испарения воды. Таким образом, чем выше содержание воды в образце, тем больше теплоты затрачивается на её испарение, это объясняет более глубокий эндотермический процесс у водоугольного топлива.

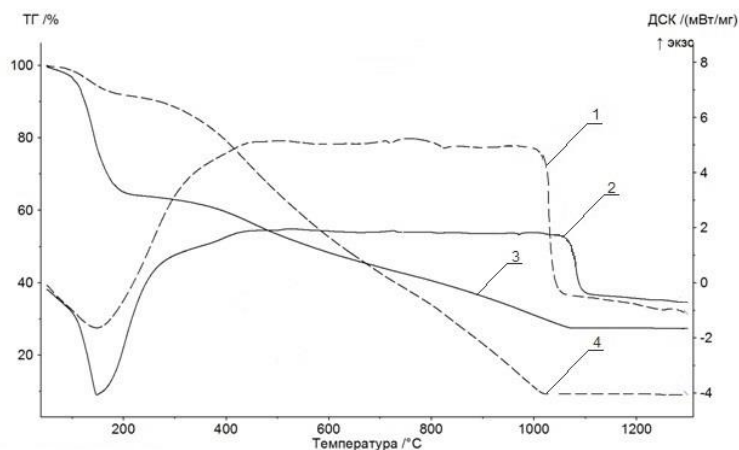


Рис. 1. – Результаты ТГ и ДСК:

1 – зависимость тепловой мощности пылевидного угля от температуры; 2 – зависимость тепловой мощности ВУТ от температуры; 3 – зависимость относительной массы ВУТ от температуры; 4 – зависимость относительной массы пылевидного угля от температуры.

Вторая стадия процесса лежит в температурных диапазонах 300 – 1000 °С и 400 – 1050 °С для пылевидного угля и ВУТ соответственно. При этом имеет место стабильная экзотермическая реакция для обоих образцов.

После достижения температур свыше 1000–1050 °С вплоть до 1300 °С масса образцов перестает изменяться, а также прекращаются тепловыделения, что свидетельствует о прекращении физико-химических процессов. При этом масса остатка ВУТ составляет примерно 9 мг, когда масса остатка пылевидного угля составляет только около 2 мг. Анализ золы (РФА) показал пренебрежимо малое содержание углерода в золе у обоих образцов, что говорит о том, что различие масс остатков не вызвано непрореагировавшим углеродом. С другой стороны анализ золы показал, наличие в остатке ВУТ такого элемента, как трикальций алюминат $\text{Ca}_3\text{Al}_2\text{O}_6$, который мог быть получен при взаимодействии гидроксидов металлов, которые образуются путем взаимодействия металлов с водой и кислородом. Данный элемент может служить причиной повышения массы остатка ВУТ, так как содержит значительное количество атомов кислорода, полученных от окислителя.

Для определения химического состава летучих веществ, выделявшихся в процессе исследования, был использован метод масс-спектрометрии. Данный метод позволяет дать качественную оценку содержания таких компонентов, как водород H_2 , оксид углерода CO , оксид азота NO , диоксид углерода CO_2 , метан CH_4 , и водяной пар H_2O . Для сравнения содержания компонентов между двумя образцами, использовалась следующая характеристика:

$$C_x = \frac{X_2 - X_1}{X_1} 100\%,$$

где C_x – относительное увеличение летучих компонентов ВУТ по сравнению с пылевидным углем; X_1 – площадь под кривой спектрального анализа для пылевидного угля; X_2 – площадь под кривой спектрального анализа для ВУТ.

В таблице 1 приведены результаты проведения спектрального анализа.

Таблица 1. Значения относительного увеличения летучих компонентов ВУТ в зависимости от вещества

Компонент	H_2	CO	NO	H_2O	CO_2	CH_4	SO_2
$C_x, \%$	104,5	309,8	7,4	345,3	20,5	204,2	4,0

Согласно результатам, представленным в таблице 1 можно видеть, что наибольший количественный прирост получают такие вещества, как H_2O , CO , H_2O , H_2 , и CH_4 . Очевидно, что повышенное содержание водяных паров связано с высоким содержанием воды в ВУТ. Повышение таких веществ, как CO , H_2 и CH_4 также можно объяснить повышенным содержанием воды, так как согласно реакции $\text{C} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$ повышение H_2O способствует повышению количества CO и H_2 , в свою очередь, повышение концентрации данных компонентов способствует повышению метана, согласно реакции $\text{CO} + \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$. Содержание остальных веществ возрастает незначительно.

Результаты данного исследования показали, что водоугольное топливо обладает более благоприятными свойствами по сравнению с исходным углем для газификации. Данный эффект выражается в многократном увеличении выхода полезных для газификации компонентов, а именно CO , H_2 и CH_4 . При этом было зафиксировано незначительное увеличение вредных газов, таких как NO и SO_2 . Среди недостатков водоугольного топлива следует выделить уменьшение теплотворной способности, что связано с высоким содержанием воды. При непосредственном сжигании ВУТ испарение большого количества воды приведет к повышению потерь с уходящими газами, с другой стороны пар является газифицирующим агентом, что еще раз подтверждает целесообразность использования ВУТ для газификации.

Список литературы:

1. Новицкий Я.Ю. Природный газ – топливо XXI века // NovaInfo.Ru. – 2014. - №25. – С. 64-70.
2. Андреев П.С. Преимущества и перспективы расширения экспорта сжиженного природного газа из России в страны АТР // Азиатско-Тихоокеанский регион: экономика, политика, право. – 2015. - № 2. – С. 45-55.
3. Рахманкулов Д.Л., Николаева С.В., Латыпова Ф.Н., Вильданов Ф.Ш., Шавшукова С.Ю. Мировые запасы угля и перспективы его использования // Башкирский химический журнал. – 2009. - №2. – С. 21-28.
4. Омельченко Д.П., Козыренко М.А. Современные проблемы энергосбережения и энергосберегающие технологии // Актуальные вопросы современной науки. – 2015. – С.56-58.
5. Осинцев К.В. Использование водоугольных суспензий в энергетике // Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере: материалы международной научно-технической конференции студентов, аспирантов, ученых. – 2013. – Т.1 – № 1. – С. 242-247.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ, в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», уникальный идентификатор ПНИЭР RFMEFI58114X0001.

Утилизация сбросного тепла путем использования установки на низкокипящем рабочем теле

Пискарева Ю. П., Григорьева О. К.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
julia.amor883@gmail.com*

Ключевым направлением развития энергоснабжения во всех отраслях промышленности России является энергосбережение, предполагающее как введение новых, в меньшей степени энергозатратных технологических процессов, так и использование низкопотенциальной энергии, которая в большинстве случаев неконтролируемо сбрасывается, вызывая тепловое загрязнение окружающей среды. Перспективным решением проблемы утилизации сбросного тепла является использование энергетических установок на низкокипящих теплоносителях (НКТ). В таких установках (Рис. 1) осуществляется органический цикл Ренкина (ORC) и утилизируются вторичные энергетические ресурсы (ВЭР), имеющие температуру 80-600° С (охлаждающая вода, горячий воздух технологических процессов и др.)

При работе установки на фреоне [1], цикл осуществляется следующим образом: уходящие дымовые газы поступают в испаритель, где охлаждаются за счет поступающего в испаритель НКТ. По низкокипящему циклу поступающий в испаритель фреон переходит в парообразное состояние за счет тепла уходящих газов, после чего фреоновый пар поступает на турбину. Отработанный фреон поступает в регенератор и далее в сухую вентиляторную градирню. Сконденсировавшийся фреон подогревается в регенераторе и подается насосом в испаритель, тем самым, образуя замкнутый фреоновый контур.

Для реализации ORC цикла возможно использование ВЭР на металлургических предприятиях, для выработки электроэнергии. В качестве источников сбросного тепла могут послужить доменные печи ($t_{\max} = 300^{\circ}\text{C}$), мартеновские печи и кислородные конвертеры ($t_{\max} = 250^{\circ}\text{C}$), нагревательные печи ($t_{\max} = 200^{\circ}\text{C}$), коксовые батареи ($t_{\max} = 400^{\circ}\text{C}$) и обжиговые печи ($t_{\max} = 200^{\circ}\text{C}$).

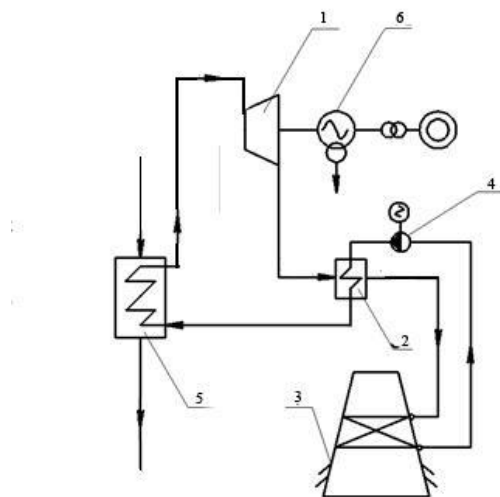


Рис. 1. Принципиальная схема установки с контуром на НКТ: 1 – турбина, 2 – регенератор, 3 – сухая вентиляционная градирня, 4 – конденсатный насос, 5 – испаритель, 6 – электрический генератор

В качестве рабочего тела в турбинах ORC цикла используют низкокипящие теплоносители, разрешенные к использованию, поэтому при их выборе необходимо удовлетворить экологические, термодинамические, эксплуатационные и экономические требования. НКТ, полностью соответствующие перечисленным требованиям, найти довольно сложно, поэтому чаще всего используют рабочее тело исходя из условий работы машины.

Оптимальный выбор НКТ, как и параметров цикла ORC, зависит от потенциала источника тепла. В ряде работ [2] рекомендуется при $T_{\text{и}}$ от 140 до 190 $^{\circ}\text{C}$ использовать в качестве НКТ углеводородные соединения: пентан (C_5H_{12}), бутан (C_4H_{10}) или изобутан $\text{CH}(\text{CH}_3)_3$, а в диапазоне 100–130 $^{\circ}\text{C}$ – фреоновые соединения. В указанных температурных интервалах КПД установки ORC варьируется от 13 до 15 %. В интервале $T_{\text{и}}$ 300–350 $^{\circ}\text{C}$ КПД достигает 18–20 %. Применяют также фреоны, водный раствор аммиака, пентан, бутан, изобутан, составы R-134a, R-245f, R-22, Terminol и др.

По данным источника [3], в качестве примера были рассчитаны термические схемы утилизационных ORC контуров для двух источников теплоты малого потенциала с целью исследования влияния вида рабочего тела на оптимальные значения характеристик турбин. Первый источник – доменная печь (температура уходящих газов 170 $^{\circ}\text{C}$, в качестве рабочего тела ORC цикла избран R-600), а второй – нагревательная печь металлургического комбината ($t_{\text{вх}} = 110^{\circ}\text{C}$, R-134a). Выбор рабочего тела осуществлялся, исходя из характеристик сбросной теплоты технологического процесса. Расход НКТ на входе в каждую из турбин принимался равным 20 т/ч. Повышение частоты вращения ротора n с 3000 до 9000 об/мин приводит к различному приросту мощности турбины: для R-600 на ~ 500 кВт (~ 25 %); для R-134a на ~ 13 кВт (~ 4 %).

Таким образом, расчетные исследования подтвердили, что рабочее тело выбирается в зависимости от объема утилизируемой теплоты и температурного потенциала источника. Соответственно, рациональная конфигурация осевой турбины будет иметь разные геометрические и режимные свойства.

Преимуществом установки турбин на НКТ является возможность строительства малогабаритной компактной турбоустановки с малым уровнем температур, малые окружные скорости и напряжения.

Список литературы:

1. Винокуров А. Е., Григорьева О. К. Модернизация энергоблоков с ПТ-турбинами путем применения низкикипящего контура с фреоновой турбиной // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов. – 2015. – Вып.19. – С.70-76
2. Тригенерационный энергокомплекс на низкикипящих теплоносителях/ Шадек Е. Г., Маршак Б. И., Крыкин И. Н. и др // Энергосбережение. – 2015. – №5. – С. 58–63.
3. Утилизация сбросной теплоты технологических процессов промышленного предприятия с целью выработки электроэнергии / Шубенко А. Л., Бабак Н. Ю., Сенцкий А. В. и др // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – №07 (101). – С. 23–29.

Многоцелевой научно-исследовательский реактор на быстрых нейтронах (МБИР).

Основы конструкции и физики

Плотников В.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: TroJioJio47@gmail.com

Введение:

В этой статье автор предполагает, что слушатели знакомы с технологиями реакторов на быстрых нейтронах.

Отличительной особенностью исследовательской ядерной установки (ИЯУ) МБИР, по сравнению с действующим в настоящее время исследовательским реактором на быстрых нейтронах БОР-60, является наличие большого количества экспериментальных объемов в активной зоне (АЗ) и отражателе реактора, которые позволяют проводить массовые реакторные испытания для ядерно-энергетических систем 4-го поколения, а также наличие экспериментальных каналов, в которые можно поместить экспериментальную тепловыделяющую сборку и охлаждать её независимо от первого контура.

Ввод в эксплуатацию ИЯУ МБИР обеспечит непрерывность уникальных экспериментальных работ для различных инновационных направлений в области использования атомной энергии, а также научно-исследовательских работ и опытно-конструкторских работ необходимых для подтверждения возможности длительной и безопасной работы как тепловых, так и быстрых реакторов, включая работы по замыканию ядерного топливного цикла.

Исследовательская ядерная установка с реактором МБИР предназначена для:

- замещения вырабатывающего продлённый ресурс опытного реактора на быстрых нейтронах БОР-60;
- обеспечения выполнения широкого спектра исследовательских и экспериментальных работ с использованием реакторного излучения по различным направлениям;

Основные направления использования МБИР:

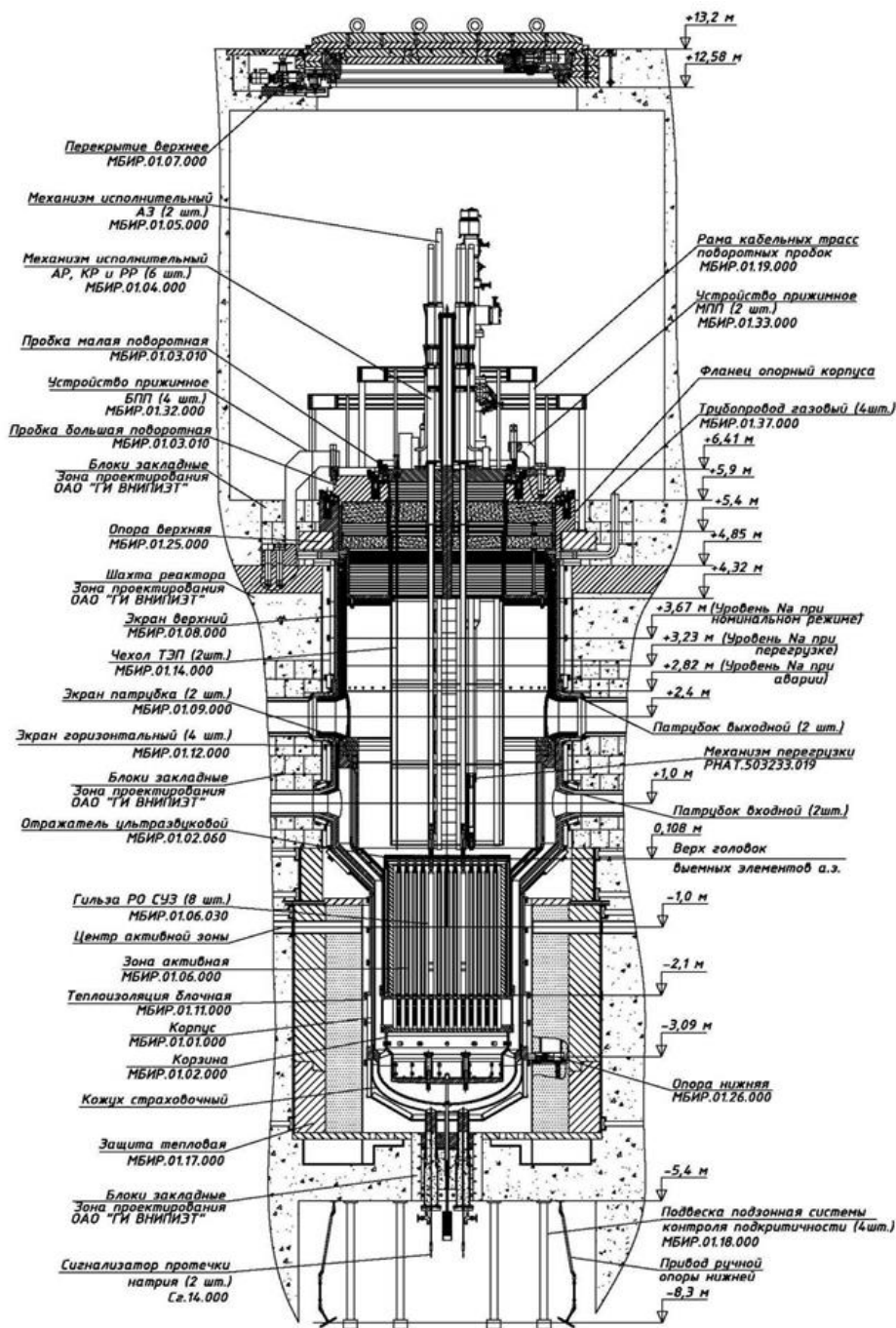
- массовые реакторные испытания и исследования перспективных конструкционных материалов для ЯЭУ следующих поколений и термоядерных реакторов;
- массовые реакторные исследования макетов новых тепловыделяющих сборок на основе перспективных видов топлива ЯЭУ следующих поколений;
- проведение реакторных экспериментов для решения проблем замкнутого топливного цикла;
- исследования поведения и обоснование работоспособности топлива в переходных, циклических и аварийных режимах (повышение надежности и безопасности работы ядерных реакторов);
- производство радиоизотопной продукции;
- создание нейтронных пучков для прикладных и медицинских целей;
- нейтронно-физические и фундаментальные исследования;
- выработка тепловой и электрической энергии.

Часть 1: Основы конструкции реактора МБИР

Все оборудование АЗ скомпоновано в специальном корпусе. Корпус для надежности выполнен двухслойным (после первого слоя стоят датчики протечки натрия) и он ставится в герметичную бетонную шахту, в которой размещены отражатели и поглотители нейтронов, а также тепловая защита. Все они защищают шахту от повреждений.

Сверху в активную зону ведут исполнительные механизмы системы управления и защиты (СУЗ) и экспериментальные каналы. Вследствие «прозрачности» слоя натрия над АЗ для

Над бетонной шахтой возведен герметичный корпус, который не даст выйти радиоактивным веществам из реакторной установки даже в случае запроектной аварии.



Под активной зоной размещен поддон, предназначенный для безопасного улавливания фрагментов АЗ в случае её полного плавления; при этом исключено образование локальных критических масс в поддоне, которые грозят плавлением последнего.

- тепловыделяющие сборки (ТВС);
- ловушки нейтронов (органы СУЗ);

- экспериментальные каналы;
- материаловедческие сборки;
- сборки бокового экрана;
- отработавшие ТВС;
- сборки зоны внутриреакторного хранилища;
- экспериментальные каналы с независимым охлаждением испытуемых ТВС (также называемые петлевые каналы).

Часть 2: Физические характеристики реактора МБИР

Под физическими характеристиками здесь понимается распределение потока нейтронов по активной зоне и зоне воспроизводства, радиальное распределение мощности по АЗ и спектр нейтронов в среднем по АЗ.

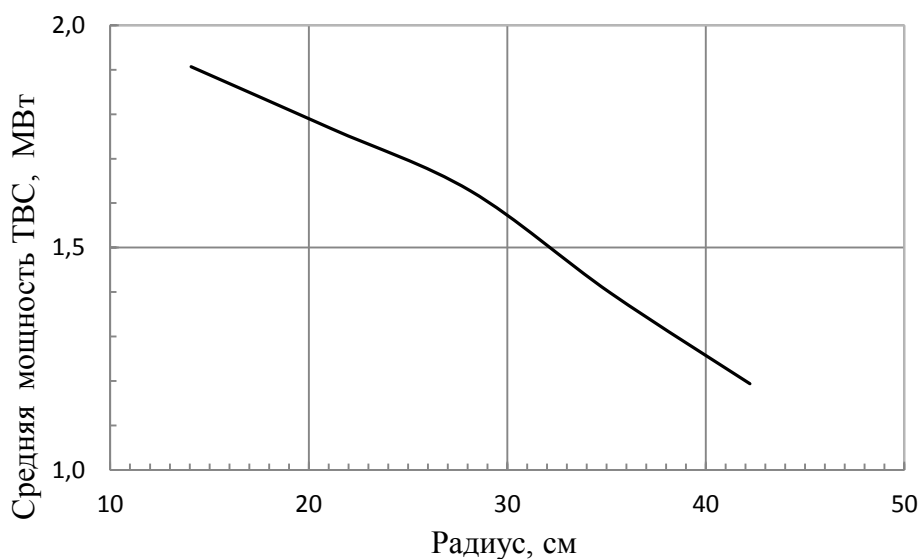


Рис 2. Радиальное распределение тепловой мощности по активной зоне

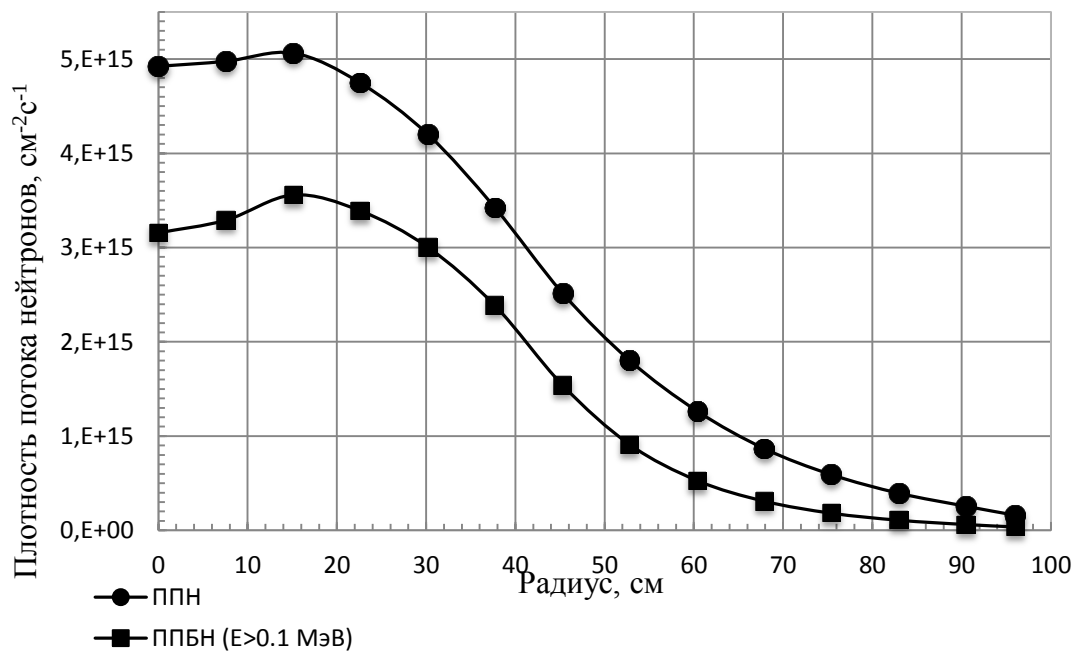


Рис 3. Распределение потока нейтронов по активной зоне и по боковому экрану

ППН – плотность потока нейтронов в общем по активной зоне

ППБН (E>0,1 МэВ) – плотность потока быстрых нейтронов (энергией больше, чем 0,1 МэВ)

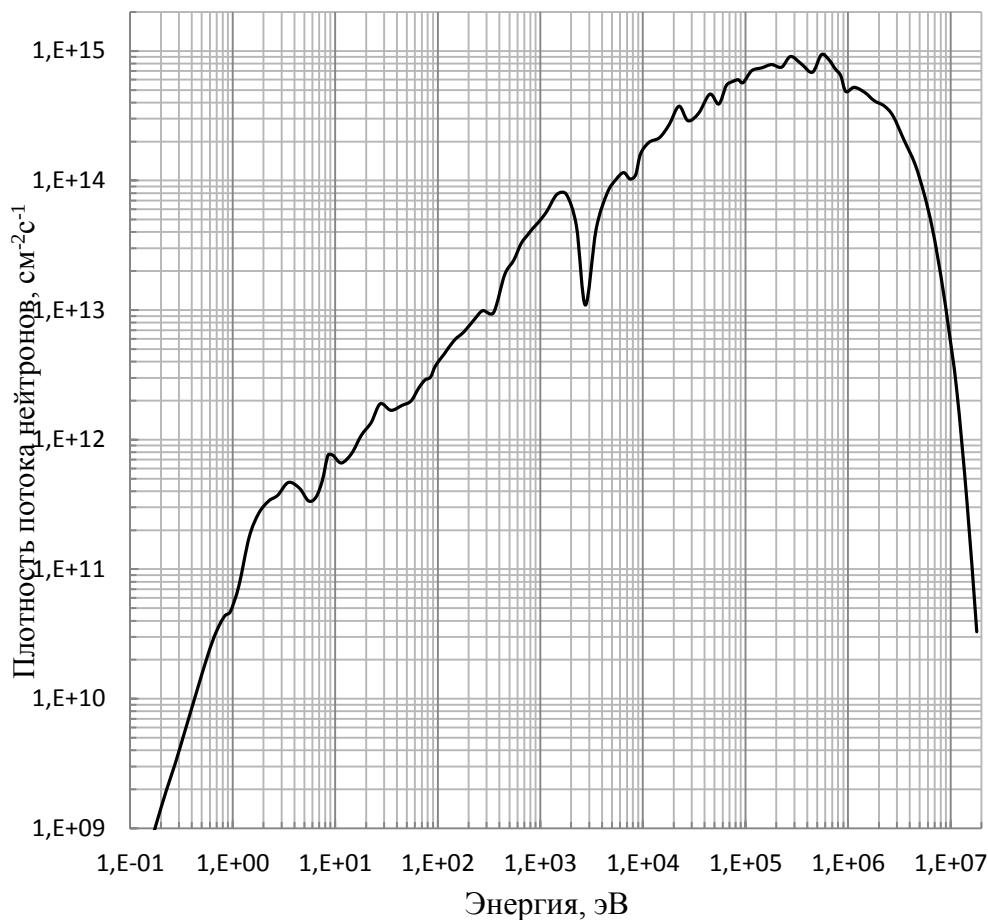


Рис 4. Спектр нейтронов в среднем по активной зоне

Таблица 1. Нейтронные характеристики экспериментальных каналов реактора МБИР

Экспериментальный объем	Локализация	Количество ЭУ	Количество ячеек, отводимое под размещение одного ЭУ	Максимальная ППН, достигаемая в ЭУ, см ² ·с ⁻¹
ЦПК	центр АЗ	1	7	$5,0 \cdot 10^{15}$
ЭК1	АЗ	1	1	$4,0 \cdot 10^{15}$
ЭК2	АЗ	1	1	$3,5 \cdot 10^{15}$
ЭК3	АЗ	1	1	$3,1 \cdot 10^{15}$
Ячейки для МС и ИС	АЗ	1314	1	$2,5-4,8 \cdot 10^{15}$
ПК1	1-й ряд БЭ	1	7	$2,0 \cdot 10^{15}$
ПК2	3-й ряд БЭ	1	7	$1,3 \cdot 10^{15}$

Примечания: ПК – петлевой канал (Ц – центральный, 1-2 – эксцентричные);
 ЭК – экспериментальный канал;
 МС – материаловедческая сборка;
 ИС – исследовательская сборка;
 БЭ – боковой экран;
 ЭУ – экспериментальное устройство;
 ППН – плотность потока нейтронов.

Кроме экспериментальных устройств, размещенных в активной зоне и боковых экранах, существует большое множество экспериментальных каналов, размещенных в отражателе нейтронов, но данные о плотности потока нейтронов в них отсутствуют.

Список литературы:

1. Промежуточный отчет по обоснованию безопасности. Глава 1. Введение
2. Промежуточный отчет по обоснованию безопасности. Глава 2. Общее описание ИЯУ МБИР
3. Промежуточный отчет по обоснованию безопасности. Глава 3. Принципы обеспечения безопасности ИЯУ МБИР
4. Промежуточный отчет по обоснованию безопасности. Глава 6. Системы, важные для безопасности.
5. Промежуточный отчет по обоснованию безопасности. Глава 9. Эксплуатационные пределы и пределы безопасной эксплуатации
6. Отчет по производственной практике «Особенности конструкции и физики исследовательского реактора МБИР», Колобова Д.В.

**Применение новых технических решений при проведении
режимно-наладочных работ котла П-57-3Р**

Попов С.А.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail:stepan_55_5@mail.ru

Котельный агрегат П-57 был запроектирован для установки на блоках 500 МВт. В 90-70-х годах прошлого века на ряде ГРЭС в России и Казахстане было установлено 16 таких блоков. В процессе освоения оборудования претерпевал изменения и котельный агрегат. В итоге возник ряд модификаций – П-57-2, П-57-3, П-57-3М, П-57-3Р. По пароводяному тракту П-57-2 отличается от изначальной модели измененной конструкцией потолочного экрана за счет установки промежуточных коллекторов перед опускным участком. На котле П-57-3 этот участок был исключен, а на его место была продлена ВРЧ. Это было связано с тем, что на первом котле было обнаружено явление опрокидывания среды в потолочном перегревателе, приводило к выбегам температур среды в некоторых змеевиках перед входным коллектором до 600 °С при расчетной за поверхностью 459°С. Обусловлено это было тем, что потолочный экран имел опускной участок с перепадом высот 8...12 м, который закрывал боковые стенки поворотной камеры.

Конструктивные отличия котлов П-57-3 и П-57-3М также в основном относятся к пароводяному тракту, а именно:

- 1) Вместо переходной зоны предусмотрена вторая ступень экономайзера;
- 2) Изменено соотношение поверхностей НРЧ и СРЧ – стык между ними поднят на 7 м;
- 3) Уменьшено количество змеевиков на ширмах второй ступени;
- 4) Закорочен третий змеевик на ширмах второй ступени;
- 5) Уменьшена поверхность теплообменника на 12 секций (120 секций вместо 132).

Котел П-57-3Р был запроектирован для Экибастузской ГРЭС-1, в 2015 году ОАО «Сибтехэнерго» были проведены режимно-наладочные работы на данном котле. Котельный агрегат выполнен в однокорпусном исполнении с Т-образной компоновкой расположения поверхностей нагрева, с твердым удалением шлака, предназначен для работы на уравновешенной тяге.

Топочная камера котла открытая, призматическая прямоугольного сечения с размерами сторон 9840x21840 мм.

Топочная камера экранирована трубами поверхностей:

- НРЧ-1и НРЧ-2 – вертикальные одноходовые панели;
- СРЧ -1 и СРЧ-2- вертикальные одноходовые панели;
- ВРЧ- горизонтальные панели;
- ПЭ – горизонтальные панели.

Поверхность ДЭ выполнена в виде глубоко опущенных в топку ширм.

В верхней части топки расположены ширмовые поверхности первичного тракта ШПП-1 (крайние) и ШПП-2(средние).

В опускных газоходах конвективных шахт расположены конвективные пакеты первичного тракта КПП, вторичного тракта КВП-2, КВП-1 и пакеты водяного экономайзера. Змеевики конвективных поверхностей нагрева расположены перпендикулярно фронту котла.

Для проведения растопок котла из всех тепловых состояний между ПЭ и ВРЧ выполнен растопочный узел, в состав которого входят:

- встроена в тракт задвижка ВЗ;

- встроенный сепаратор ВС;
- дроссельно-регулирующие клапаны Д-1, Д-2, Д-3;
- сливной коллектор с трубопроводами;
- дренажные трубопроводы узла.

Место установки растопочного узла выбрано исходя из рекомендованной величины тепловосприятия поверхностей перегревательного тракта для обеспечения количества пара, необходимого для толчка турбины и взятия начальной нагрузки при пусках блока.

Главным элементом узла, обеспечивающим отделение воды от пара является ВС, выполненный из трубы 550х70, с аксиальным подводом среды и верхним отводом пара в перегревательный тракт. Сливной коллектор, в котором клапан Д-2 поддерживает уровень, выполнен из трубы 550х70мм.

Система дренажей (перед Д-3 и с входного стояка ВРЧ) обеспечивает дополнительную защиту перегревательного тракта от забросов неотсепарированной воды.

На начальном этапе РНР было определено распределение воздушных потоков с целью проверки соответствия с заводским аэродинамическим расчетом, а также проведена проверка на соответствие показаний штатных приборов расхода воздуха фактическим значениям.

Проводилась наладка режима работы пылеприготовительного оборудования. При тонине помола угольной пыли R90 ~15% и расходе первичного воздуха на пылесистеме 70000-75000 м³/ч было выполнено распределение пыли и сушильного агента между основными и сбросными пылепроводами на каждой мельнице. Все измерения проводились в соответствии с действующими методиками при величинах среднего динамического напора в измеряемых сечениях в 1,5...2,8 раза превышающих минимально допустимые значения.

Распределение пыли между основными и сбросными пылепроводами всех мельниц не соответствовало проектным данным. Доли пыли в сбросных пылепроводах ММТ-2Б, ММТ-2В и ММТ-2Ж составляли соответственно: 13%, 11%, 14%, что близко к расчетным значениям 15%. Определение доли пыли в сбросных пылепроводах остальных пылесистем составило всего 4-7% даже при положении коаксиальной обечайки пыледелителя- концентратора в максимально поднятом состоянии.

При выполненных настройках воздушного режима и режима работы пылесистем, работа котла характеризовалась устойчивым горением, без пульсаций и сепарации пыли на под топки. Выгорание угольной пыли было глубоким, содержание горючих в шлаке и уносе не превышало 2%. При этом, концентрация оксидов азота за котлом составляла 1200... 1250 мг/нм³ (приведенная к избытку 1,4) при избытке воздуха в режимном сечении 1,2. Следует отметить, что температуры первичного и вторичного пара также были ниже расчетных значений и составляли 530..535 °С (при включенной группе ПВД и нагрузках выше 70% от номинального значения).

Для снижения концентрации оксидов азота была сделана попытка максимального включения вертикальной стадийности сжигания. Было принято решение, установить положение регулирующих шиберов следующим образом: внешний канал-100% открытия; внутренний и центральный канал-20% (в центральный канал подается воздух, на мазутную форсунку, расположенную на оси горелки) открытия регулирующих шиберов. Также за счет прикрытия групповых регулирующих шиберов (нижний ярус-40% открытия, верхний ярус-60%) вторичного воздуха, было снижено количество подаваемого воздуха в зону активного горения. Избыток воздуха в режимном сечении поддерживался за счет увеличения доли третичного воздуха (степень открытия групповых шиберов третичного воздуха 100%) и составил в опыте 1,17. При этом если в первом опыте усредненный избыток воздуха в зоне горелок с учетом сброса составил 0,81, то во втором опыте он был уменьшен до 0,714. Результатом было снижение концентрации оксидов азота за котлом в среднем до 840 мг/нм³ при нагрузке котла D=0.7*ДН. При этом количество оксидов азота по тылу котла составило 920 мг/нм³, в то время как по фронту котла 770 мг/нм³. Наиболее вероятной причиной такой неравномерности окислов азота является то, что на фронтальную сторону котла работают две пылесистемы (ММТ-2Б и ММТ-2В), у которых доля пыли в сбросных пылепроводах выше 10%, в то время как на тыл, работает только одна (ММТ-2Ж), то есть оказывает влияние неравномерность расхода пыли по сбросным соплам. Содержание горючих в шлаке в этом опыте составило: 7,7%, а в уносе составило 1,6. Потери теплоты с механическим недожогом топлива не превысили расчетных значений (2,5%) и составили 1,55%.

Температура среды на выходе из испарительного тракта за потолочным экраном составляет 470...472 °С, и является расчетным значением для данной нагрузки котла. При этом, температура первичного и вторичного пара значительно ниже расчетного значения, также как и температура дымовых газов до КПП. Была предпринята попытка повысить факел вверх топки с целью

уменьшения тепловосприятия НРЧ, увеличения температуры дымовых газов до КПП, поднятие температуры острого и вторичного пара до номинальных значений. С этой целью была уменьшена крутка вторичного воздуха по внешнему каналу горелок, а также изменена тонина помола угольной пыли в сторону увеличения. Распределение воздуха осталось таким же, как и в предыдущем режиме. Избыток воздуха в режимном сечении составил 1,17. Изменением положения створок сепаратора, тонина помола составила R90 -20%. Данные изменения не принесли результата. Суть в том, что заметно меньше расчётного тепловосприятия последующих поверхностей, тем более, что ниже расчётной температура дымовых газов до КПП, и ниже номинального избыток воздуха на выходе из топки. Следовательно надо поднимать температуру среды за потолочным экраном для обеспечения номинальной температуры за котлом с запасом 10...20 °С на впрыск. Температуру за потолочным экраном можно поднимать до 500...510 °С, согласно «Нормам расчёта на прочность стационарных паровых котлов и паропроводов пара и горячей воды»- РД-20-249-98. При этом возрастёт температура за ВРЧ, вместе с ней - за теплообменником и за промперегревателем. Благодаря этому будет решен вопрос номинальных температур за котлом.

Заключение:

Полученные результаты подтверждают, что со снижением количества вторичного воздуха в зоне активного горения и поддержания избытка воздуха в режимном сечении за счет увеличения количества третичного воздуха приводит к значительному снижению окислов азота (снижение NO_x с 1200... 1250 мг/нм³ до 840. ...850 мг/нм³).

Неравномерность распределения концентрации NO_x в измеряемом сечении свидетельствует о непосредственном влиянии работы пыледелителя на процесс снижения выхода NO_x . Однако, существующая конструкция пыледелителя не позволяет произвести необходимое выравнивание расходов пыли в сбросных горелках. Следует отметить, что существующая неравномерность, существенно влияет на избыток воздуха индивидуально на каждую горелку, и не позволяет в полной мере обеспечить, с одной стороны ступенчатость сжигания, с другой стороны нормальную работу ступени восстановления, которой является зона сбросных горелок. Кроме того, ступень восстановления способствует, при нормальной работе, растягиванию факела по высоте топки, что приводит к увеличению температуры в верху топки.

Список литературы:

1. В. Н. Баранов. Проблемы гидродинамики, маневренности, надежности энергетических котлов и их решение. – Новосибирск.: Издательство НГТУ, 2013. – 219 с.
2. ТИ 34-70-047-85. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 500 МВт с котлом П-57 и турбиной К-500-240-2, - М.: СПО Союзтехэнерго, 198 с.

Перевод котла ТП-87 Новосибирской ТЭЦ-2 на уголь марки Д. Сравнение вариантов перевода котла на новый вид топлива

Присекин Е.И.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: evgeniprisekin4@gmail.com

Новосибирская ТЭЦ-2 входит в состав ОАО «Сибирской Энергетической Компании» (ОАО «СИБЭКО»), и является одним из источников тепло и электроснабжения г. Новосибирска. Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 345 МВт, тепловая мощность – 950 Гкал/ч. На сегодняшний день станция состоит из двух очередей: третьей и четвертой. На четвертой очереди расположен котел ТП-87. Котел имеет следующие характеристики: номинальная паропроизводительность – $D=420$ т/ч; давление перед турбиной – $P=140$ ата; давление в барабане котла – $P_6=155$ ата; температура перегретого пара $T_{пе}=560$ °С. Топливо на ТЭЦ-2 поступает по железнодорожному пути с разгрузкой вагонов на роторных вагонопрокидывателях. Основным проектным топливом для Новосибирской ТЭЦ-2 является смесь кузнецких углей марок Т и СС Красноярского разреза со следующими техническими характеристиками [1]:

Теплотворная способность	$Q_i^r - 3970 - 4130$ ккал/кг
Зольность	$A^d - 17,6 - 23,2$ %
Влажность	$W^r - 20$ %
Выход летучих	$V^{daf} - 15,0 - 25,0$ %

Фактически в 2014 г. угли поступили от 5 грузоотправителей. На станцию поставлялись, как слабоспекающиеся угли (75,7%) марок ССР, СССШ, ССМСШ, ССОМСШ, СС так и тощие (24,3%) марок Т, ТС. Характеристики угля, сожженного в 2014 г. приведены в таблице 1.

Таблица 1. Характеристики сжигаемого угля [1]

Характеристика топлива	2014г.
Теплотворная способность, Q_i^r ккал/кг	5662
Зольность, A^d %	19
Влажность, W^r %	9,9
Выход летучих, V^{daf} %	22,4

В качестве топлива, которое могло бы заменить угли СС и Т рассматривается Кузнецкий длиннопламенный уголь марки ДР. Это рядовой уголь, который имеет размеры кусков от 0 до 300 мм. Применяется длиннопламенный уголь для отопления и подходит для всех видов печей и котлов. Зачастую длиннопламенный каменный уголь используют для отопления объектов социально-бытового назначения. Длиннопламенный уголь получил своё название благодаря свойству гореть с высоким пламенем и имеет высокий показатель теплотворности [3]. Из-за высокого содержания летучих газов он легко возгорается, не требует подсветки и обладает свойством взрываться, что очень опасно в больших агрегатах и требует применить максимальные меры по соблюдению безопасности персонала и оборудования. Длиннопламенный уголь стоит дешевле, чем слабоспекающийся. Для сравнения возможных вариантов поставки угля на Новосибирскую ТЭЦ-2 рассматриваются угли ДР двух разрезов, это Виноградовский и Моховский. Разрез Виноградовский расположен в Беловском районе Кемеровской области в границах Караканского угольного месторождения. Запасы представлены только длиннопламенными углями. Угли, добываемые предприятием, являются низкосольными, малосернистыми, с достаточно высокой теплотворной способностью. Характеристика угля Виноградовского разреза представлена в таблице 2.

Таблица 2. Характеристика угля Виноградовского разреза [5]

Производитель	Марка	Влага, %	Зола, %	Сера, %	Выход летучих веществ, %	Теплота сгорания низшая, ккал/кг	Теплота сгорания высшая, ккал/кг
Виноградовский разрез	ДР	17,0	14,5	0,3	41,8	4674	6794

Второй вариант – это уголь Моховского разреза. Характеристика угля представлена в таблице 3.

Таблица 3. Характеристика угля Моховского разреза [4]

Марка угля	Размер кусков (мм)	Влага, %	Зола, %	Сера, %	Выход летучих веществ, %	Низшая теплота сгорания ккал/кг
ДР	0-300	13,5	14	0,3	42	5100

Однако с заменой топлива возникает масса проблем. Главная проблема заключается в том, что котлы Новосибирской ТЭЦ-2 не рассчитаны на характеристики длиннопламенных углей. Они запроектированы на следующие параметры: Влага (W) – до 15 %; зола (A) – до 25 %; летучие вещества: от 15 до 25 %. Так как уголь марки ДР не удовлетворяет следующим параметрам, то необходимо произвести реконструкцию оборудования на станции. Предстоит много работы с котлами. Одна из них – это добавление поверхностей, защищающих котел от взрыва топлива. Если рассматривать экономическую часть, то предстоит потратить много средств на изменение оборудования. Сравнивая расход топлива при использовании угля СС и ДР по формуле (1), получается, что расход длиннопламенного угля будет больше, так как он имеет меньшую теплоту

сгорания, но количество золы, образованной после сгорания будет меньше, что благоприятно для окружающей среды.

$$B = \frac{Q_1}{Q_H^p \eta_{ка}^{бр}} 100, \text{ кг/ч.} \quad (1)$$

Здесь $Q_1 = Q_{ка}$ – тепло, полезно используемое в котлоагрегате, ккал/кг; Q_H^p – низшая теплота сгорания, ккал/кг; $\eta_{ка}^{бр}$ – КПД брутто котлоагрегата [2].

Помимо основной задачи рассматривается вариант применения на станции сухого золошлакоудаления. Тепло шлака и золы, образованных после сжигания, можно использовать нагревая воздух, который подается в топку котла. Предполагаемый эффект – это повышение КПД котлоагрегата на 0,3 %. Таким образом, в экономической части необходимо будет посчитать затраты на реконструкцию оборудования. Сравнить расходы на уголь ДР и СС, КПД станции до и после проделанных работ.

Список литературы:

1. Годовой отчет показателей работы Новосибирской ТЭЦ-2.
2. Баранов В.Н. Котельные установки. Методические указания по расчетно-графической работе для студентов дневной и заочной форм обучения, программа для студентов-заочников специальности «Тепловые электрические станции» 140101. - Новосибирский Государственный Технический Университет, 2007. – 28 с.
3. <http://www.mastercity.ru/forums/individualnye-doma-i-postrojki/otoplenie/t237336-kamennyj-ugol-razlichija-i-preimushchestva/>
4. <http://www.trom.ru/coal.php>
5. <http://ugolnysklad.tiu.ru/g9291778-ugol-vinogradovskij-razrez>

Абсорбционный термотрансформатор для повышения эффективности ТЭС

Ратков Р.С.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: ratkovroman@yandex.ru

Абсорбционным термотрансформатором является машина по передаче тепла от источника с более низкой температурой к источнику с более высокой температурой. Для реализации их обратных термодинамических циклов необходимо затратить внешнюю работу или какую-то высококачественную приводную энергию. Экологически чистые сорбционные термотрансформаторы для нагрева и охлаждения внешних теплоносителей в настоящее время являются альтернативой существующим компрессионным термотрансформаторам (тепловым насосам и холодильным машинам). Их принципиальным преимуществом является возможность использования для реализации обратных термодинамических циклов тепловой энергии вместо механической или электрической, производство которых сопряжено со значительными энергозатратами и негативным воздействием на окружающую природную среду. Абсорбционные термотрансформаторы имеют ряд важных практических преимуществ по сравнению со термотрансформаторами других типов: высокая термодинамическая эффективность, возможность выработки холода для кондиционирования габаритных помещений, экологическая безопасность, низкий уровень шума во время работы, большой срок службы (20 лет и более), пожаро- и взрывобезопасность, незначительное потребление электроэнергии.

В данной работе описываются аспекты применения абсорбционного термотрансформатора на ТЭС, производится сравнение абсорбционной холодильной машины и абсорбционного термотрансформатора. Была выбрана установка абсорбционной холодильной машины с двухступенчатой генерацией пара рабочего вещества. Данная установка используется для нагрева воды нужд горячего водоснабжения и охлаждения воды. В данной схеме термотрансформатор выполняет роль вспомогательной установки градирни, охлаждая конденсат с теплофикационной паровой турбины, а также для нагрева сетевой воды. Далее представлена схема абсорбционной установки:

В сорбционных термотрансформаторах процессы отбора низкотемпературного тепла и его передачи внешним теплоносителям основаны на термохимических реакциях поглощения (сорбции) рабочего агента соответствующим сорбентом с последующим выделением (десорбцией) рабочего агента из сорбента. В испарителе за счет подвода теплоты q_0 от охлаждаемого источника кипит вода при давлении P_0 . При этом источник охлаждается до температуры t_s . Водяной пар,

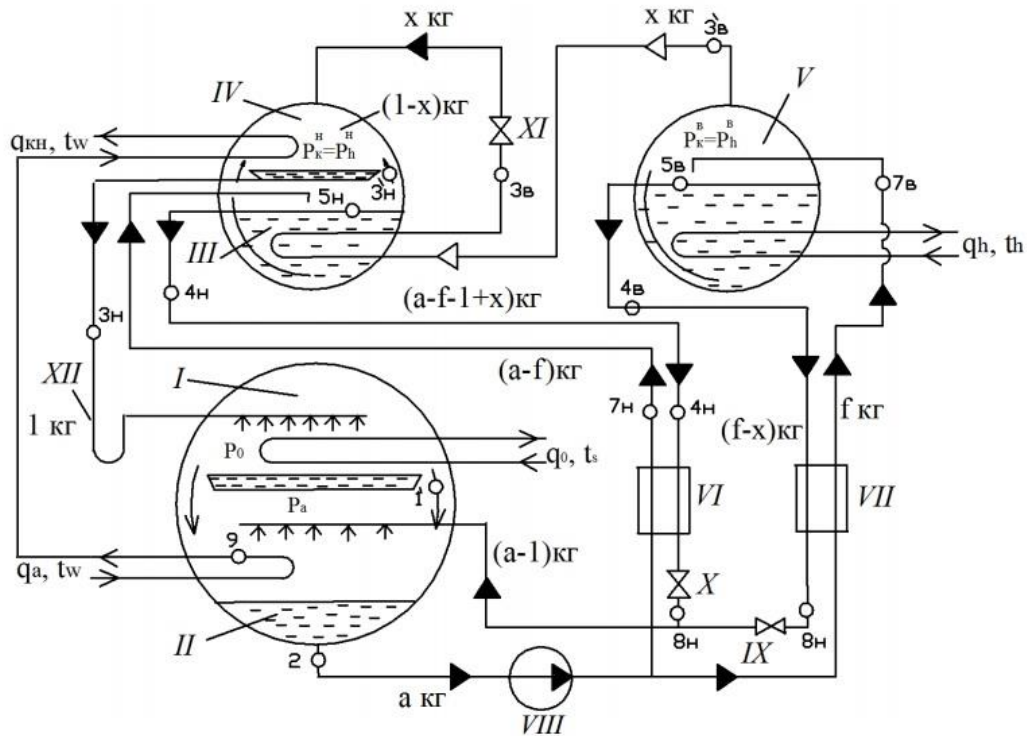


Рис. 2. Схема АБТН с параллельным движением раствора через ступени генератора

Одной из основных характеристик для оценки эффективности работы термотрансформатора является тепловой коэффициент. Тепловой коэффициент представляет собой отношение выделяемой тепловой энергии в абсорбере и конденсаторе к подведенной энергии низкопотенциальной в испарителе и энергии средних температур в генераторах ступени низкого и высокого давлений. В данной установке тепловой коэффициент $\zeta=1,38$, который показывает, что мы получаем больше тепловой энергии, чем подводим. Использование абсорбционного термотрансформатора позволяет убрать сетевые отборы с теплофикационной турбины в летний период или снизить отборы на них, снизить нагрузку на градирню за счет подвода тепла в испаритель. Уменьшение отборов на сетевые подогреватели с теплофикационной паровой турбины позволит увеличить рабочую мощность энергоблока.

Заключение

Для России, где традиционно в теплоснабжении высока роль ТЭЦ, абсорбционные тепловые насосы могут эффективно использоваться непосредственно в действующих теплофикационных системах с теплоэлектроцентралями. Здесь они могут применяться для снижения температуры обратной сетевой воды с обеспечением дополнительной выработки электроэнергии по экономичному теплофикационному циклу, а также в системах оборотного водоснабжения для улучшения работы градирен. Таким образом, разработка и активное продвижение на рынок импортозамещающих сорбционных термотрансформаторов нового поколения является в современных условиях актуальной научно-практической задачей, имеющей важное значение для теплоэнергетической отрасли и в целом для экономики России.

Список литературы:

1. Л.С. Тимофеевский, А.А. Малышев, А.А. Дзино, О.С. Малинина. Повышение энергетической эффективности абсорбционных холодильных машин и термотрансформаторов. - СПб.: Институт холода и биотехнологий, 2013 - 20 с.
2. А.В. Бараненко, Л.С. Тимофеевский, А.Г. Долотов, А.В. Попов. Абсорбционные преобразователи теплоты. - СПб.: СПбГУНиПТ, 2005. - 338 с.

Исследование форсировочных режимов блоков АЭС**Ростунцова И.А., Шевченко Н.Ю.****Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина,
Россия, г. Саратов*** ФГБОУ ВПО Камышинский технологический институт (филиал) ФГБОУ ВПО Волгоградский
государственный технический университет, Россия, г. Камышин
E-mail: rostunzeva@mail.ru*

Условия работы энергетической системы и входящих в ее состав электростанций определяются режимом электро- и теплопотребления обслуживаемого ими района. Они характеризуются соответствующими графиками электрических нагрузок. Главный закон функционирования любой энергосистемы заключается в непрерывном обеспечении баланса спроса и предложения на электроэнергию путем оперативного покрытия графика нагрузки соответствующей выработкой электроэнергии на генерирующих источниках с гарантированной поставкой ее в узлы потребления. В случае нарушения этого закона в энергосистеме изменяются частота сети переменного тока и расчетные уровни напряжения.

Проблема покрытия неравномерных графиков электрической нагрузки характерна для любой энергосистемы мира. Она решается, как правило, тремя основными путями: созданием в энергосистеме оптимальной структуры генерирующих мощностей, использованием перетоков с соседними энергосистемами и привлечением потребителей к выравниванию графика нагрузки энергосистемы за счет административных и экономических мер [1].

Эффективность покрытия неравномерных графиков нагрузки энергосистемы определяется в первую очередь составом и характеристиками энергоблоков электростанций энергосистемы. Статистический анализ суточных графиков электрических нагрузок отдельных электростанций и энергосистем за многолетний период показывает, что происходит систематическое их разуплотнение. Максимумы нагрузки растут, а относительные минимумы падают, что объясняется как ростом электрификации быта, так и уменьшением числа работающих предприятий в ночное время.

Оптимальные режимы работы проектируемого энергоблока должны определяться в зависимости от общих графиков потребления электроэнергии в системах, структуры их генерирующих мощностей и технических возможностей регулирования электрической мощности каждого имеющегося агрегата [2].

На графике электрических нагрузок энергосистемы могут быть выделены четыре характерных зоны, отличающиеся своей плотностью: базовую, полубазовую, полупиковую, пиковую. В каждой зоне графика используются определенные типы энергоустановок, что позволяет достичь наименьшего расхода топлива в энергосистеме.

Работу атомных электростанций планируют в базовой части графика из-за практической невозможности и экономической нецелесообразности снижения их нагрузки. Возможность кратковременного получения пиковой мощности на крупных энергоблоках заключается в использовании принятых при проектировании коэффициентов запаса. Как правило, для этого требуются относительно небольшие дополнительные капиталовложения. Эту дополнительную мощность можно эффективно использовать и в качестве аварийного резерва, поэтому её называют встроенным вращающимся резервом.

Принятые для номинального режима параметров рабочего тела, в том числе потери давления в цикле, скорости движения, температурные напоры, выходной скорости ступеней, и другие, могут допускать определенные отклонения в связи с форсировочными режимами. На форсировочных режимах снижается КПД энергоблока, повышается его износ и несколько снижается надежность работы оборудования. Вместе с тем достигается значительная экономия средств и материалов за счет соответствующего снижения потребных мощностей специальных пиковых установок.

Обеспечение форсировки блока возможно несколькими путями (при этом расход теплоносителя в реакторе предполагается неизменным, а подогрев теплоносителя увеличенным):

- без установки дополнительного вторичного пароперегревателя (ВПП) при той же поверхности теплопередачи в парогенераторе (ПГ). Параметры насыщенного пара перед турбиной снижаются. Пропуск всего расхода пара через турбину возможен только путем бойпасирования проточной части [3];
- при включении ВПП с соответствующей дополнительной поверхностью нагрева. Режим работы основного ПГ и параметры пара турбины остаются неизменными. Пропуск всего пара

- обеспечивается перегрузочным клапаном, рассчитываемым на меньшей, чем в первом случае расход, так как давление пара постоянно и не снижается, но недостаточно для пропуска увеличенного расхода пара через часть высокого давления (ЧВД) турбины [2].
- комбинированный принцип получения дополнительной мощности за счет частичного развития поверхности ПГ. При этом частично снижаются параметры пара в нем при росте среднего температурного напора;
 - повышенный пропуск пара в конденсатор за счет отключения ПВД.

При форсировки блоков возникают новые режимы работы, оказывающие определенное влияние на оптимальные значения параметров их эксплуатации. Так, на режимах с повышенным пропуском пара в конденсатор, необходимо рассмотреть вопрос выбора оптимального эксплуатационного вакуума $p_{эф}$, который необходимо поддерживать в режимах форсировки энергоблока, а также экономию от оптимизации эксплуатационного вакуума [3].

Критерием оптимального эксплуатационного вакуума, который необходимо поддерживать в режимах форсировки энергоблока является максимум отпуска электроэнергии с шин станции:

$$\Delta N_{ТФ} - \Delta N_{Н} \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $\Delta N_{ТФ}$ – изменение мощности турбины, связанное с достижением максимального эксплуатационного вакуума, кВт; $\Delta N_{Н}$ – дополнительный расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов, связанный с увеличением расхода циркуляционной воды для достижения оптимального давления пара в конденсаторе на форсировочном режиме $p_{эф}$, кВт.

Изменение мощности турбоустановки $\Delta N_{ТФ}$ можно определить согласно по формуле:

$$\Delta N_{ТФ} = (D_k + \Delta D_{Ф}) \cdot [(h_{2ф0} - h_{2ф1}) - \Delta h_{вс}], \quad (2)$$

где D_k и $\Delta D_{Ф}$ – суммарный расход пара в конденсатор на номинальном режиме и его увеличение на форсировочном режиме, кг/с; $h_{2ф0}$; $h_{2ф1}$ – энтальпия пара в конце реального процесса расширения пара при форсировки в условиях неизменного расхода циркуляционной воды через насосы и при регулировании этого расхода $G_{НН}$, кДж/кг; $\Delta h_{вс}$ – изменение потерь с выходной скоростью в расчетном варианте.

Изменение мощности циркуляционных насосов $\Delta N_{Н}$, связанное с переходом от исходного варианта работы $N_{НО}$ к оптимальному $N_{НН}$ определяется по выражению:

$$\Delta N_{Н} = N_{НН} - N_{НО}, \text{ МВт}, \quad (3)$$

где $N_{НН}$ – мощность циркуляционных насосов, рассчитываемая по формуле:

$$N_{НН} = \frac{G_{НН} \cdot H_{НН}}{\rho \cdot \eta_{НН}}, \text{ МВт} \quad (4)$$

где $G_{НН}$ – расход циркуляционной воды:

$$G_{НН} = \frac{D_{к1} \cdot (h_{нк} - h_k) \cdot \eta_{ос}}{(t_{2В} - t_{1В}) \cdot C_{РВ}}, \quad (5)$$

где $D_{к1}$ – расход пара в конденсатор, кг/с; $h_{нк}$ и h_k – энтальпии пара и конденсата, кДж/кг; $t_{2В}$ и $t_{1В}$ – температура циркуляционной воды на входе и выходе; $N_{НН}$ – полный напор, развиваемый циркуляционным насосом, кПа; ρ – плотность воды, осредненная по процессу сжатия кг/м³; $\eta_{НН}$ – КПД циркуляционного насоса.

Напор $N_{НН}$ складывается из потерь давления в водоводах $N_{В1}$, конденсаторе $N_{К1}$ и геодезических потерь давления $N_{Г}$:

$$N_{НН} = N_{В1} + N_{К1} + N_{Г}. \quad (6)$$

Так в диапазоне изменения мощности осевого насоса от 49320 до 74880 м³/ч, напор изменяется от 24,5 до 27,8 м и КПД изменяется от 80 до 87%.

Экономический эффект от оптимизации эксплуатационного вакуума определяется:

$$\mathcal{E}_t = (\Delta N_{ТФ} - \Delta N_{Н}) \cdot \tau_{Ф} \cdot T_{ЭЭ}, \text{ руб./год}, \quad (7)$$

где $\tau_{Ф}$ – число часов использования установки на форсировочных режимах, ч/год, $T_{ЭЭ}$ – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

Расчет оптимальной величины эксплуатационного вакуума произведен в зависимости

величины относительного расхода пара $d_{\phi} = \frac{D_{\phi}}{D_k}$ и давления в конденсаторе. На рис.2

представлены изменения основных системных параметров блока в зависимости от режимов форсировки.

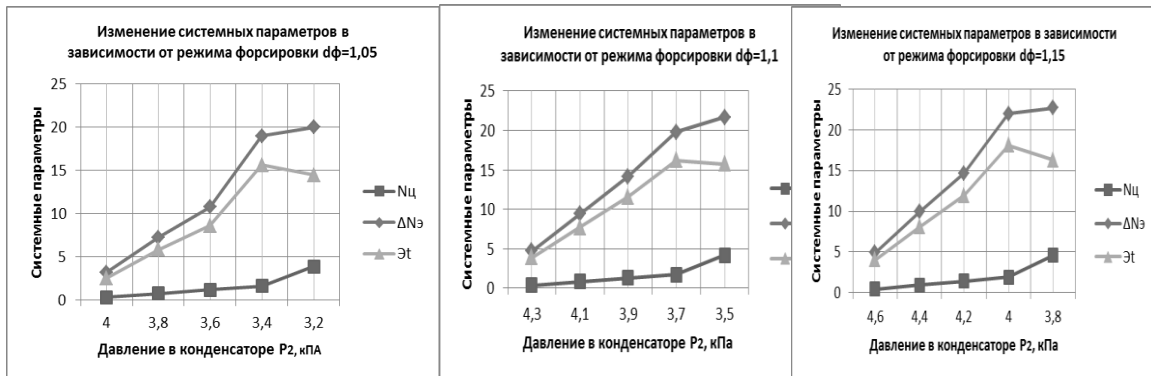


Рис.1. Изменения системных параметров в зависимости от режимов форсировки:

$N_{ц}$ - мощность циркуляционного насоса, МВт;
 $\Delta N_{э}$ - изменение электрической мощности блока, МВт;
 $\mathcal{E}т$ - эффект от оптимизации, млн. руб./год

Рассмотренные режимы форсировки дают возможность получить прирост электрической мощности блока до 20 МВт. При этом возрастает расход электроэнергии на собственные нужды, увеличивается мощность циркуляционных насосов за счет увеличения расхода охлаждающей воды ($N_{ц}=3,9 - 4,5$ МВт).

Оптимизационные расчёты показали, что на каждом режиме форсировки имеется свой оптимизационный максимум годового экономического эффекта с оптимальным абсолютным давлением в конденсаторе.

Сравнительная зависимость экономического эффекта от давления пара в конденсаторе показана на рис.2.

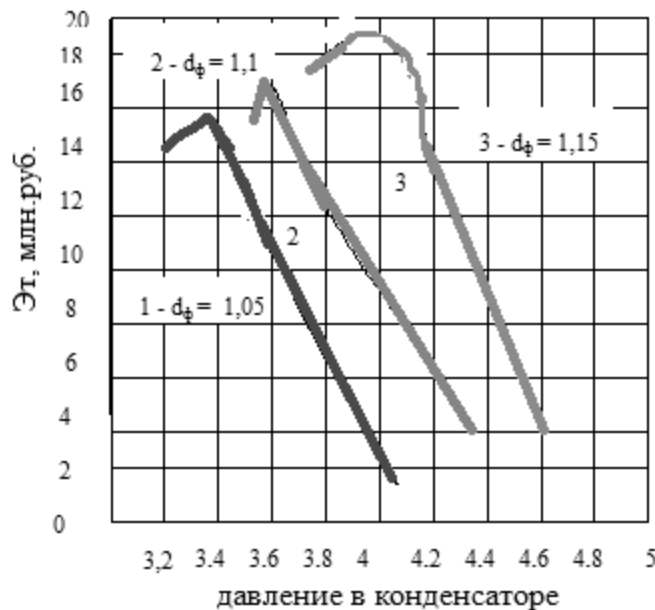


Рис. 2. Зависимости годового экономического эффекта оптимального давления в конденсаторе

Из рис.2 видно, что давление в конденсаторе в режиме форсировки $p_{ф}^{опт}$ растет с увеличением $d_{ф}$, что объясняется повышением удельной нагрузки выходного сечения последней ступени турбоустановки и потери с выходной скоростью. При этом оптимальные значения эксплуатационного вакуума оказываются глубже соответствующих исходных значений $P_{эф}$.

В табл.1 и на рис.3 представлена зависимость экономического эффекта от продолжительности работы τ блока в режиме форсировки от $d_{ф}=1,1$ до 1,15.

Таблица 1. Изменение максимального годового экономического эффекта в зависимости от продолжительности режима форсировки

Режим форсировки, дф	Тариф на э/э, Тээ, [руб. /кВт·ч]	Продолжительность форсировки, τ , [ч/год]			
		500	1000	1500	2000
1,1	2,9	8,1	16,21	24,32	48,64
1,15	2,9	9,57	19,16	28,74	57,48
1,1	3,1	9,90	19,81	29,72	59,45
1,15	3,1	11,70	23,41	35,13	70,26

Как видно из табл.1 и рис.3, с ростом продолжительности режима форсировки τ , увеличивается экономический эффект $\mathcal{E}_i$ от форсировки, что подтверждает экономическую выгоду получения в часы прохождения максимума электрической нагрузки дополнительной пиковой мощности на действующей установке за счет углубления вакуума до экономически оптимальных значений.

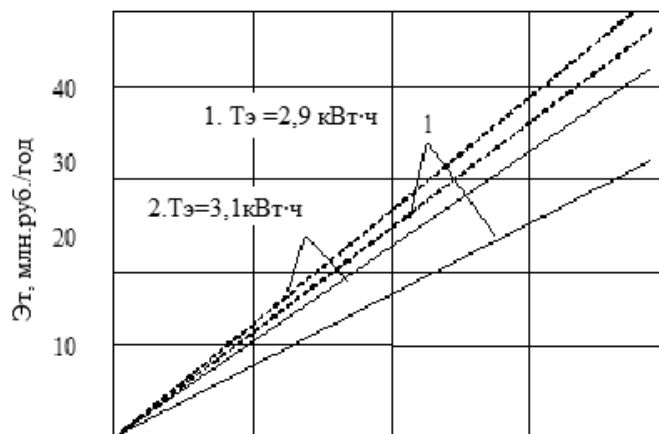


Рис.3. Зависимость экономического эффекта от продолжительности форсировки и тарифа на электрическую энергию

В условиях роста мировых цен на органическое топливо, одним из факторов сдерживания роста тарифов на электрическую энергию в энергосистемах, с преобладанием ТЭС, является выравнивание или уплотнение графиков электрических нагрузок энергосистемы. Для покрытия пиковой части графика электрических нагрузок можно использовать и базовые энергоустановки, в том числе энергоблоки АЭС путем их кратковременной форсировки.

Список литературы:

1. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика. Журнал №5 (53) 2008 год . <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/53/19.php>
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергия, 1976.- 448 с.
3. Трояновский Б.М. Турбины для атомных электростанций. -М.: Энергия, 1978. -232 с.

Экспериментальные исследования технологии сжигания топлива с вводом влаги в топку котла

Ростунцова И.А.

Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина, Россия, г.

Саратов

E-mail: rostunzeva@mail.ru

Одним из наиболее доступных способов снижения выбросов оксидов азота на действующих котлах ТЭС является сжигание топлива с вводом влаги в зону горения, который проводится по различным модификациям, например, с помощью приготовления и сжигания водотопливных

смесей [1], путем зональной подачи влаги через специальные аппараты, вводом воды в горячий воздух в воздухопроводы котлов [2] и др.

На паровых котлах для снижения выбросов оксидов азота при сжигании природного газа и мазута использован ввод воды в воздухопроводы [2]. Внедрение данного метода проведено на котлах типа "Стерлинг" с номинальной паропроизводительностью 45 т/ч, типа ФТ- 40/34 с номинальной паропроизводительностью 75 т/ч Саратовской ГРЭС и типа БКЗ-320-140/ГМ с номинальной паропроизводительностью 320 т/ч Энгельсской ТЭЦ-3. Подача воды в воздухопроводы производилась навстречу потоку горячего воздуха через стандартные форсунки механического распыливания, размещенные на горизонтальных участках. Вода для ввода в воздухопроводы забиралась из линии непрерывной продувки барабана котла или из питательного трубопровода. Температура подаваемой воды составляла 106 -240 °С, температура горячего воздуха перед увлажнением равнялась 220 - 315 °С. Фактическая паропроизводительность котлов поддерживалась на уровне отношения 1,0 - 0,57 от номинальной величины. Дымовые газы для анализа на содержание оксидов азота отбирались за пароперегревателем котла. Концентрация оксидов азота определялась фотометрическим методом. На рис.1 показано снижение концентрации оксидов азота в дымовых газах при вводе воды в воздухопроводы котлов низкого давления, установленных на Саратовской ГРЭС.

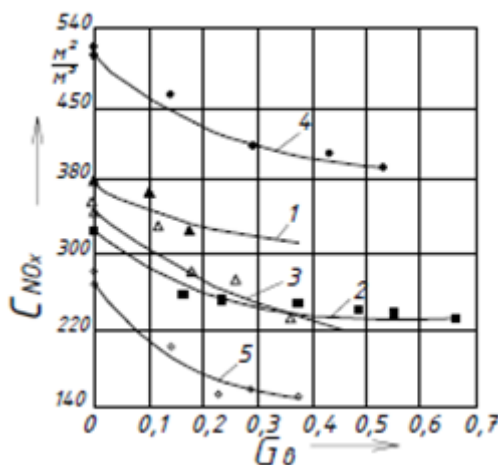


Рис.1. Снижение концентрации оксидов азота C_{NOx} при вводе воды G_v , кг/с в воздухопроводы котлов низкого давления

Видно, что увеличение количества подаваемой в воздухопроводы котла воды приводит к снижению концентрации оксидов азота. При сжигании природного газа в котле типа "Стерлинг" ввод воды в количестве 0,35-0,45 кг/с обеспечивает уменьшение концентраций оксидов азота с 350 до 244-226 мг/м³ (кривая 3), т.е. на 30-35 %. На котле типа ФТ-40/34 при подаче воды в количестве 0,22-0,38 кг/с концентрация оксидов азота уменьшается с 275 до 157-145 мг/м³ (кривая 5), т.е. на 43-47 %. При сжигании мазута эффективность подавления образования оксидов азота меньше, чем при сжигании газа и составляет 20-25 % (кривые 1,2,4). Из рис.1 также видно (кривая 2), что при сжигании мазута увеличение подачи воды сверх 0,4 кг/с не обеспечивает дальнейшего снижения концентраций оксидов азота и даже несколько ее повышает. По-видимому, это происходит за счет возрастания роли реакции образования оксидов азота с помощью гидроксильного радикала (ОН), добавочное количество которого, получается, из-за разложения водяного пара в топке котла.

Аналогичное влияние на подавление образования оксидов азота оказывает расход воды в воздухопроводы котла высокого давления типа БКЗ-320-140 ГМ (рис.2), установленного на Энгельсской ТЭЦ.

При сжигании мазута (кривая 10) максимальный эффект подавления оксидов азота наблюдается при расходе воды 1,8 кг/с и составляет 27 % от исходной величины. При дальнейшем увеличении подачи воды происходит заметное повышение концентрации оксидов азота. При сжигании природного газа при нагрузках 0,6-0,7 от номинальной величины эффект подавления образования оксидов азота составляет 55 % (кривые 8-9).

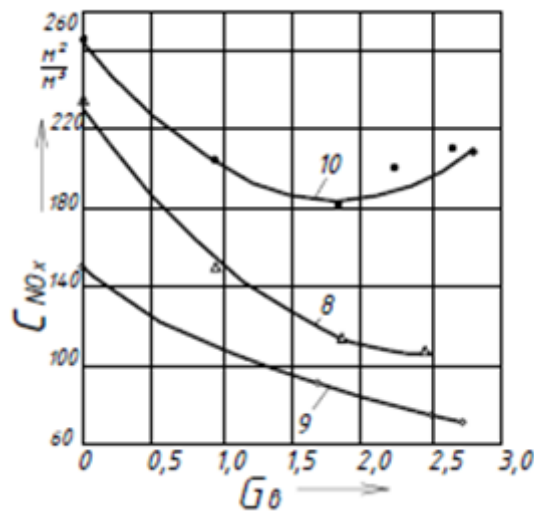


Рис.2. Снижение концентраций оксидов азота C_{NOx} при вводе воды G_v , кг/с в воздухопроводы котла БКЗ-320-140 ГМ

Как видно из экспериментальных данных, степень подавления оксидов азота при вводе влаги в большой мере зависит от количества подаваемой воды. С одной стороны, ввод влаги влияет на снижение концентраций загрязняющих веществ и, тем самым способствует снижению ущерба причиняемого окружающей среде вредными выбросами. С другой стороны, ввод влаги в топку котлов определяет дополнительные затраты, вызванные прежде всего увеличением расхода топлива, идущего на испарение поступившей воды. В связи с этим сжигание топлива с вводом влаги необходимо проводить при оптимальном водотопливном отношении.

При определении эффективности подавления вредных выбросов вводом влаги и выборе оптимального водотопливного отношения использовались методические рекомендации [5], согласно которым для выбора наилучшего варианта применяется показатель чистого дисконтированного дохода (ЧДД), определяемый как превышение интегральных результатов над интегральными затратами за расчетный период.

При проведении расчетов в базовых ценах величина ЧДД для постоянной нормы дисконта определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = \sum_{t=0}^T (P_t - Z_t) \cdot (1 + E)^{-t}, \quad (1)$$

где P_t - результаты, достигаемые на шаге t расчета; Z_t - затраты, осуществляемые на шаге t расчета; T - горизонт расчет; E - норма дисконта (принята в расчете постоянной величиной и равной 0,1).

Оптимальное водотопливное отношение выбирается исходя из, максимальной величины интегрального эффекта.

Оценку результатов применения природоохранных мероприятий производят с учетом того, что в результате снижения величины выброса при внедрении технологии сжигания топлива с вводом влаги уменьшится размер платы предприятия за выбросы загрязняющих веществ, которые взимаются из прибыли.

Оценку затрат на осуществление природоохранных мероприятий на шаге расчета t производят по формуле:

$$Z_t = K_t + I_t - L_t, \quad (2)$$

где K_t - единовременные затраты в году t ; I_t - текущие издержки в году t ; L_t - остаточная стоимость (ликвидационное сальдо) основных фондов в году t .

Текущие издержки состоят из следующих четырех составляющих:

$$I_t = I_T + I_B + I_{\Pi} + I_W, \quad (3)$$

где I_T - затраты, обусловленные увеличением расхода топлива на ТЭЦ при сжигании с вводом влаги, тыс. руб/год; I_B - затраты на воду, подаваемую в котел (при использовании сточных (продувочных) вод составляющая отсутствует), тыс. руб /год; - I_{II} - постоянная составляющая издержек производства, обусловленная амортизацией, текущим ремонтом и прочими расходами, тыс. руб/ год; I_W - дополнительные издержки, связанные с текущими издержками, зависящие от расхода электроэнергии на собственные нужды, тыс. руб/ год.

Для котла паропроизводительностью 75 т/ч типа ФТ-40/34 при сжигании природного газа с учетом вышеизложенного методического положения определены экономическая эффективность подавления оксидов азота вводом влаги в воздухопроводы котла и оптимальное водотопливное отношение, при котором интегральный эффект достигает наибольшего значения. Горизонт расчета принят равным 10 лет. Остаточная стоимость основных фондов в расчете не учитывалась. Норматив платы за выброс оксидов азота принят на уровне базовой величины 2003 г. с учетом коэффициентов индексации, стоимость топлива и воды приняты в ценах 2015 г.

Как показали расчеты интегральный эффект рассматриваемого мероприятия достигается при водотопливном отношении от 0,15 до 0,22. При этом значительное влияние на эффективность подавления вредных выбросов оказывает величина норматива платы за загрязнение атмосферы и коэффициент индексации. Так увеличение норматива платы за выброс оксидов азота с 395 до 1580 руб./т приводит к увеличению интегрального эффекта с 242 до 1716 тыс. руб. что объясняется повышением стоимостной оценки результатов осуществления данной технологии.

Учитывая низкие капитальные вложения в реализацию технологии сжигания топлива с вводом влаги и положительный эффект, определяющий снижение оксидов азота, данная технология может быть рассмотрена как постоянно действующее мероприятие для снижения выбросов оксидов азота, так и оперативное мероприятие по снижению выбросов оксидов азота в особо неблагоприятные метеорологические условия на существующих и проектируемых котлах.

Список литературы:

1. Попов А.И. Уменьшение вредных выбросов в атмосферу при сжигании мазутоводоизвестковой суспензии/А. И. Попов, А.И. Шупарский, Н.В. Голубь, В.И. Ерофеева//Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений. -1986. - N1. - С.93-95.
2. Шупарский А.И. Снижение выбросов оксидов азота при вводе воды в воздухопроводы котла/А.И. Шупарский, Н.В. Голубь, В.И. Ерофеева, И.А. Ростунцова// Энергетика. Изв.высш.учеб.заведений. -1991. -N8. -С.104-107.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. - М.: Инфорэлектро. -1994.- 81 с.
4. Ростунцова И.А. Оценка эффективности оперативного регулирования экологической нагрузки ТЭЦ в период наступления особо неблагоприятных метеорологических условий/ И.А. Ростунцова//Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность: Материалы XX Всероссийской научно-технической конференции. Томск: Изд-во Томского политехнического университета.-2014.- Т. 2.- С.131-133.

Газопоршневые электростанции для снятия пиковых нагрузок и установка аппаратов для выработки тепла.

Связев А.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: Artinium@yandex.ru

Наличие в энергосистеме пиковых электростанций является важнейшим условием для надежной работы и бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией. В статье на примере ГПЭС Plains End представлен опыт США по применению газопоршневых электростанций большой мощности для снятия пиковых нагрузок в энергосистеме Public Service Company.

Электростанция Plains End расположена в г. Арвада. Она находится на высоте 1845 м над уровнем моря. Станция принадлежит компании Plains End L.L.C., которая является независимым производителем электроэнергии. Основное назначение электростанции – снятие пиковых нагрузок.

В настоящее время на станции работают 20 газовых двигателей Wartsila 18V34SG. Мощность каждого из них составляет 5,7 МВт. Двигатель имеет 18 цилиндров V-образного

расположения, диаметр 340 мм, ход поршня 350 мм, частота вращения силового вала 720 об/мин. Конструкция двигателей обеспечивает уровень эмиссии 125 ppm.

Электростанция используется как дополнительный источник для поддержания частоты тока и других параметров поставляемой энергии. Большую часть времени она находится в холодном резерве, а при необходимости выходит на полную мощность в течение 10 минут. Синхронизация станции занимает 2 минуты, выход с нулевой на полную нагрузку – 8 мин. Уровень наброса нагрузки при этом составляет 12% в минуту.

Второй режим эксплуатации – это горячий резерв, при котором станция работает на 50%-й нагрузке. При необходимости с центрального пульта поступает команда, и электростанция выходит на полную нагрузку в течение 10 минут.

Поскольку основным режимом являлся холодный резерв, система управления была настроена на быстрый пуск станции. Общий КПД станции (нетто) – 43% при полной нагрузке и 40% – на нагрузке 50% от номинала, тепловая мощность 8370 и 9000 кДж/кВт•ч соответственно.

Основными преимуществами двигателей внутреннего сгорания являются высокий (до 47%) КПД и возможность быстрого запуска и выхода на полную мощность. Причем, при работе на половинной нагрузке КПД станции остался выше 40%. Таким образом, можно одновременно эффективно вырабатывать электроэнергию и для сети, и для резервного рынка, продавая туда 50% своей мощности. Надежность многоагрегатной станции достаточно высока. Можно гарантировать, что станция выйдет на 90%-ю нагрузку в течение 10 минут. Если бы в состав станции мощностью 100 МВт входила только одна газовая турбина, то на полную нагрузку она вышла бы в течение 15 минут. Однако в 5-10 пусков (из 100) она не сможет выйти на номинальную мощность. При использовании нескольких газовых двигателей станция практически во всех случаях выходит на нагрузку более 80% в течение 10 минут.

Газопоршневые электростанции доказали свою конкурентоспособность на рынке США при работе в пиковом режиме. Резервирование мощности достигается путем изменения нагрузки установок на 30% в сторону увеличения или уменьшения, в соответствии с командами из центрального диспетчерского пункта. Опыт эксплуатации газопоршневых электростанций в США подтвердил их высокую надежность.[1]

Установка аппаратов для выработки тепла.

При когенерации параллельно с выработкой электроэнергии газопоршневая станция вырабатывает тепловую энергию в виде горячей воды или пара. Для выработки тепловой энергии на станции – можно выбрать паровые котлы большой мощности Vitomax 200 HS M235 и котлы-утилизаторы Vitomax 200 RS компании Viessmann.[2,3]

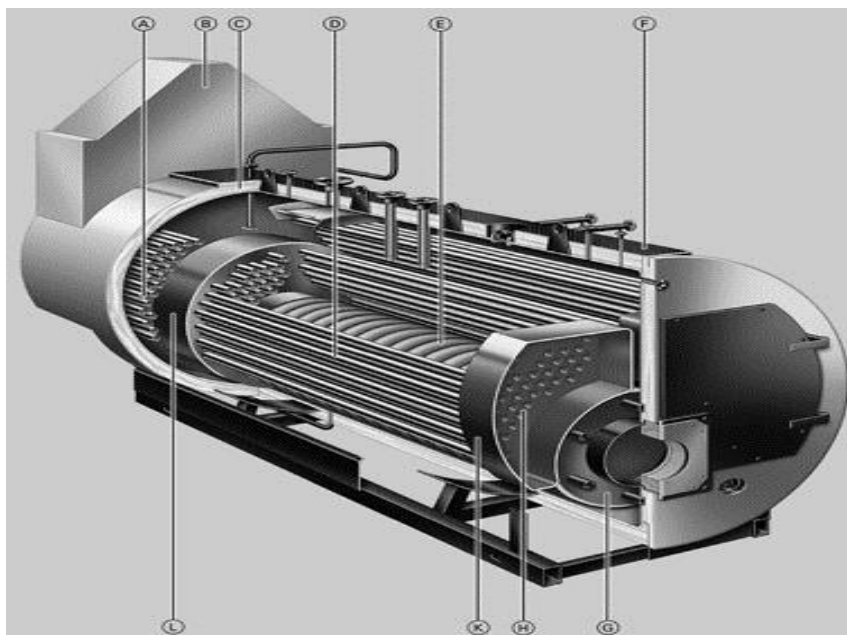


Рис.1. Конструкция котла Vitomax 200 HS M235

Паровые котлы высокого давления Vitomax 200 HS типа M235, с интегрированным экономайзером, имеют паропроизводительность по 25 т/ч, КПД достигает 96 %. Трехходовая конструкция газоходов котла обеспечивает высокую экологичность сжигания топлива с минимальными выбросами окислов азота.

A. Третий газоход.

B. Теплообменник отходящих газов/воды (экономайзер) с газоотводным колпаком.

C. 120 мм, высокоэффективная охватывающая теплоизоляция.

D. Второй газоход.

E. Жаровая труба.

F. Кожух.

G. Водоохлаждаемое крепление горелки с механическими форсунками и центробежным распылителем.

H. Большие пространства для расширения.

K. Водоохлаждаемая передняя поворотная труба.

L. Водоохлаждаемая задняя поворотная труба.

Основные преимущества:

- Широкие проходы между трубами котлового блока обеспечивают высокую эксплуатационную надежность и длительный срок службы. Большое водонаполнение гарантирует эффективный теплосъем за счет естественной циркуляции;
- Трехходовой котел с реверсивной камерой сгорания и низкой теплонапряженностью камеры сгорания ($\leq 1,2$ МВт/м³). Сжигание с малыми выбросами оксидов азота;
- Незначительные потери на излучение за счет эффективной охватывающей теплоизоляции толщиной 120 мм и водяного охлаждения передней стенки. Выходной коллектор отходящих газов также теплоизолирован;
- Низкое сопротивление на стороне топочных газов благодаря конвективным теплообменным поверхностям с жаровыми трубами больших размеров;
- Удобство для технического обслуживания благодаря наличию водоохлаждаемых поворотных камер без обмуровки и поворотных дверц больших размеров, облегчающих чистку газоходов;
- При сочетании с теплообменником отходящих газов/воды возможен подогрев питательной воды. В этом случае коэффициент использования энергии дополнительно возрастает на 5%;
- Шкаф управления Vitocontrol обеспечивает управление всеми регулирующими и управляющими устройствами водогрейного котла. Кроме того, при использовании соответствующих компонентов возможна полностью автоматизированная эксплуатация котлов без присутствия оператора в режиме 24/72 часа. [4]

Котлы утилизаторы Vitomax 200 RS, с отдельно стоящим двухконтурным экономайзером, предназначены для утилизации тепла выхлопных газов от ГПУ.

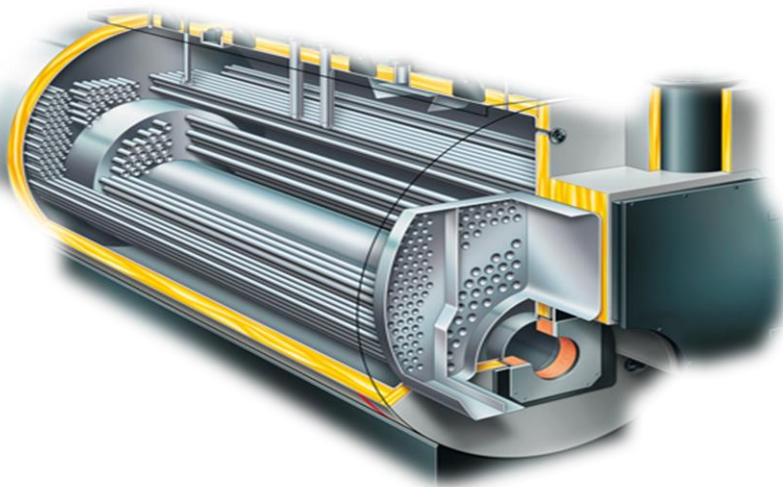


Рис.2. Котел-утилизатор Vitomax 200 RS

Выхлопные газы температурой около 460 °С подводятся от газооршневых двигателей в раздельные газоходы. Vitomax 200 RS используют тепло продуктов сгорания, или потоки нагретого воздуха, образующихся в различных промышленных процессах, для получения насыщенного пара. Котлы-утилизаторы Viessmann построены по принципу котлов с жаровой дымогарной трубой. Горячий дымовой газ направляется через пучок труб, в котором его тепло передается воде, циркулирующей в котле. На входной и выходной стороне котла-утилизатора установлены сборники газов. На них расположены отверстия для чистки, и к ним подведены линии дымовых газов. Для минимизации потерь от излучения котел-утилизатор покрывают теплоизоляционной поверхностью толщиной 120 мм с лакированной металлической обшивкой. Как и другие котлы Vitomax, котел-утилизатор устанавливается на опорной раме, которая распределяет нагрузку равномерно по всему фундаменту.

Благодаря экономической эффективности, а также законодательной поддержке энергосберегающих технологий во многих странах мира, котлы-утилизаторы находят все более широкое применение в сочетании с газовыми турбинами и когенерационными установками. [5]

Список литературы:

1. <http://www.turbine-diesel.ru/rus/node/2217>
2. <http://www.oopkt.ru/production/energy/gazoporshnevye-elektrostantsii>
3. <http://www.turbine-diesel.ru/node/3159>
4. <http://www.cogeneration.ru/viessmann-stb/vitomax-200-hs-m235.html>
5. <http://viessmann-kotel.com.ua/produksiya/kotly-utilizatory/vitomax-200-rs>

Исследование процесса горения ВУТ от времени помола

Агафонов С.А., Филипповских С.В., Ларионов К.Б.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: agstas@mail.ru

Сегодня основной акцент развития энергетической отрасли уделяется альтернативным и нетрадиционным источникам энергии [5]. Но поскольку существующие объекты энергетики используют традиционные виды топлив, то с практической стороны данного вопроса необходимо сосредоточиться на их развитии, и в первую очередь на полномасштабном возвращении в энергетику угля [4]. При этом, принимая во внимание то, что уголь дешевле мазута и газа [1], надо также понимать, что сжигание угля на ТЭС представляет собой довольно сложный технологический процесс, включающий хранение, приготовление и подачу угля на сжигание. Сюда так же входят железнодорожное хозяйство, вагоноопрокидыватели, тракты топливоподачи с узлами пересыпок, дробилками, бункерами, мельницами и пылесистемами [7]. Все эти дополнительные узлы увеличивают объемы и стоимость строительства ТЭС, усложняют работу эксплуатационного персонала, не обеспечивая стопроцентной гарантии безопасности и нормальных санитарно-гигиенических условий работы [3]. Исходя из вышесказанного, для развития данной отрасли нужны новые технологии, позволяющие использовать достоинства угля и свести к минимуму сложности его применения. Принципиально важным решением для угольной энергетики может стать переход от прямого сжигания угля в различных топочных устройствах на приготовление из углей различных качеств, в том числе и из отходов углеобогащения, водоугольного топлива (ВУТ) [6].

В данной работе представлены экспериментальные исследования процессов горения ВУТ, приготовленной из бурого угля марки ЗБ месторождения «Балахтинское», в зависимости от концентрации твердой части и времени помола суспензии с помощью шаровой барабанной мельницы.

Перед проведением экспериментальной части работы, исходный уголь просеивался в ситах, ячейки которых не превышали 80 мкр. Далее полученные образцы угля перемешивались в керамическом барабане с дистиллированной водой с массовым содержанием твердой части к воде 50:50 с последующим временем мокрого помола 1, 5 и 9 часов. Так же необходимо отметить, что массовое количество мелющих тел при помоле составляло 1:1 к твердой части приготавливаемой суспензии.

Экспериментальные исследования процессов горения ВУТ проводились с помощью лабораторного стенда, представленного на рисунке 1.

Как видно из рисунка 1, капля ВУС нагревается в потоке воздуха, генерируемого в цилиндре 1 из кварцевого стекла с использованием нагнетателя 2 и нагревателя 3, температура

задавалась от 400 до 600 °С с шагом 50 °С, частота вращения нагнетателя 50 Гц. Использовались хромель-алюмелевые (диапазон измеряемых температур 0–1100 °С, систематическая погрешность ± 3 °С, инерционность не более 10 с) термопары 5. С использованием высокоскоростной видеорегистрации и программного обеспечения Tema Automotive определялся характерный диаметр каплей и стадии исследуемого процесса. На каждый шаг температуры проводилось по 4 измерения. Поскольку основной фактор, влияющий на зажигательные свойства каплей ВУТ, является их размер, в данном эксперименте были исследованы капли диаметром 1,5 мм.

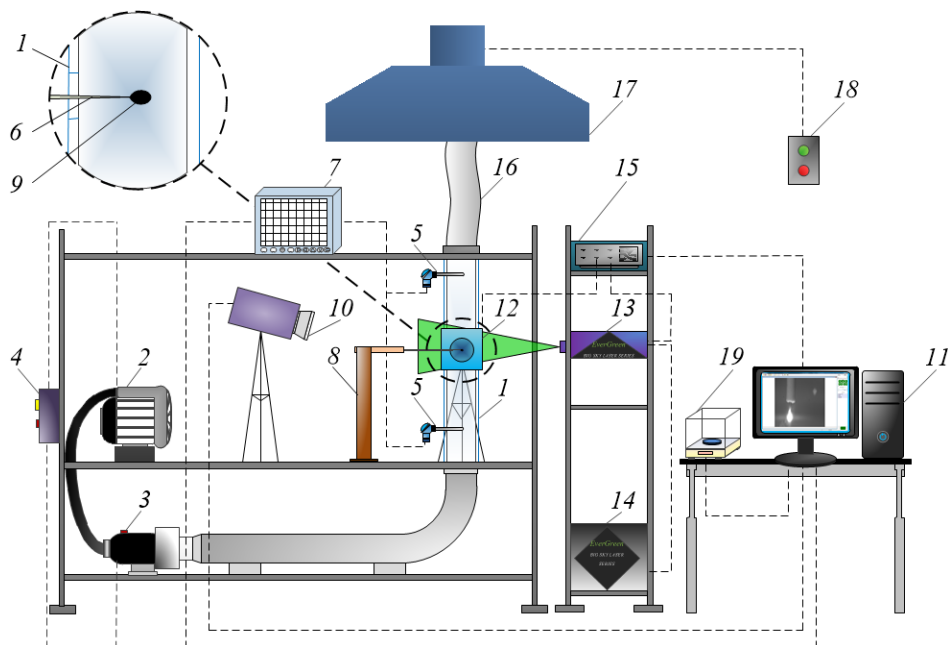


Рис. 1. Схема экспериментального стенда (1 – полый цилиндр из кварцевого стекла; 2 – нагнетатель; 3 – нагреватель; 4 – пульт управления; 5, 6 – термоэлектрический преобразователь; 7 – регистратор температуры; 8 – координатный механизм; 9 – капля топлива; 10 – высокоскоростная видеокамера; 11 – компьютер; 12 – кросскорреляционная видеокамера; 13 – двойной твердотельный лазер; 14 – генератор лазерного излучения; 15 – синхронизатор; 16 – воздухопровод; 17 – вентиляционная система; 18 – пульт управления вентиляционной системой; 19 – аналитические весы)

На основе проведенных экспериментов были получены следующие данные, представлены на рис. 2 и рис. 3.

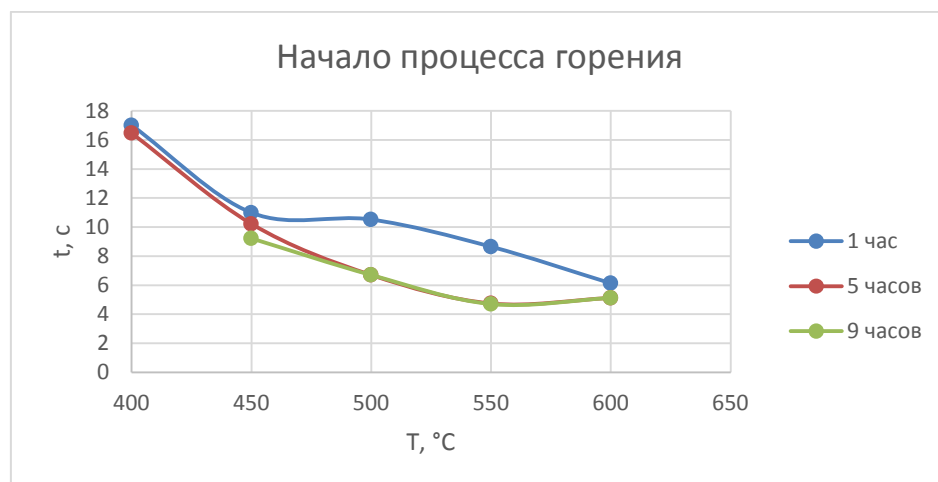


Рис. 2 – Зависимость времени начала процесса горения от температуры и выдержки помола

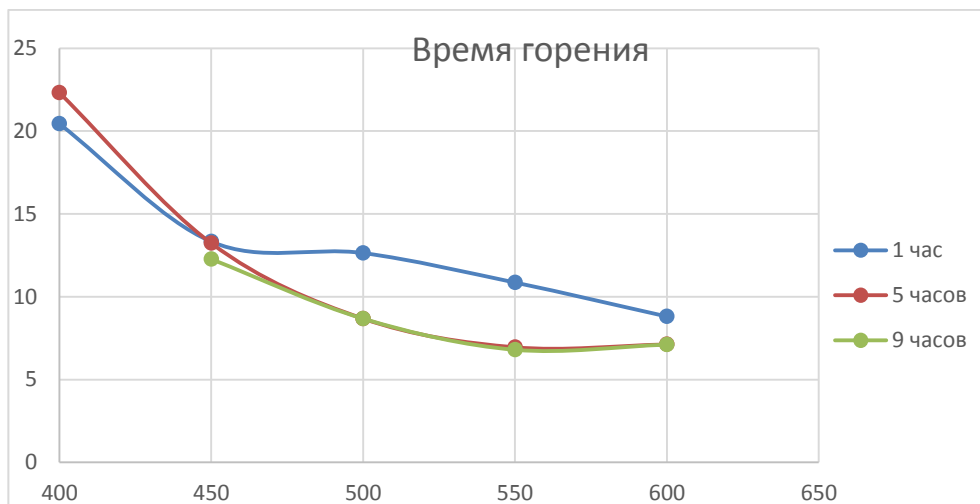


Рис. 3 – Зависимость времени горения ВУТ от температуры и выдержки помола

Согласно полученным результатам, представленным на рисунках 2 и 3, было установлено, что время зажигания и горения капли изменяется в соответствии с изменением времени помола $t_{1\text{час}} > t_{5\text{часов}} > t_{9\text{часов}}$. Данный эффект вызван уменьшением размера частиц углей и увеличением их удельной поверхности. Так же надо отметить, что начальная температура зажигания ВУТ составила 400 °C.

Список литературы:

1. А.С.Макаров, А.И.Егурнов, С.Д.Борук. Высококонцентрированные суспензии на основе отходов углеобогащения. Получение, реологические характеристики и энергетическая ценность // Хімічна промисловість України. 2007. №2(79). С. 56 – 60.
2. З.В.Смирнова, Г.Н.Делягин. О взаимодействии обводненного твердого топлива с кислородом / Сжигание высокообводненного топлива в виде водоугольных суспензий// М. Наука. 1967. С. 68 – 77.
3. Г.Н.Делягин, Б.Н.Сметанников. Исследование процесса воспламенения капли водоугольной суспензии / Новые методы сжигания топлива и вопросы теории горения// М. Наука. 1965.
4. Е.Г.Горлов, В.Г.Андриенко, К.Е.Нефедов. Прямоточная газификация водоугольных суспензий с сухим шлакообразованием высокосольных углей // Химия твердого топлива. 2009. № 2. С. 37 – 42.
5. Ходаков Г.С., Водоугольные суспензии // Энергетика. 2000. № 2. С. 104-119
6. Солодов Г.А., Заостровский А.Н., Папин А.В., Папина Т.А., Клейн М.С. Утилизация угольных шламов Кузбасса в виде высококонцентрированных суспензий // Вест. Кузбасс. гос. технич. ун-та. Кемерово. 2003. № 6. С. 71-74.
7. Папин А.В. Адсорбция гуматов натрия и ее роль на поверхности частиц твердой фазы высококонцентрированных водоугольных суспензий // Молодые ученые Кузбассу: Матер.втор. обл. конф. Кемерово. 2003. С. 188-189.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ, в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», уникальный идентификатор ПНИЭР RFMEFI58114X0001.

Анализ работы теплофикационных турбоустановок в составе системы тригенерации в летний период

Ромашова О.Ю., Беляев Л.А., Туболев А.А., Сошенко В.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
tubolev@tpu.ru

Потребность в холоде летом во многих регионах России на сегодняшний день также велика, как потребность в тепле зимой. Для выработки холода, наряду с парокомпрессионными холодильными машинами, потребляющими электроэнергию, возможно использование абсорбционных установок (АБХМ). Холодильные машины абсорбционного типа генерируют

холодильную энергию, потребляя при этом тепловую. Таким образом, АБХМ целесообразно включить в систему централизованного теплоснабжения от ТЭЦ [1].

На экономическую эффективность работы ТЭЦ существенное влияние оказывает объём комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Поэтому конкурентоспособность ТЭЦ значительно меняется в течение года: в зимний период при большом объёме отопительной нагрузки себестоимость электроэнергии снижается, в то время как после завершения отопительного периода ТЭЦ работает в вынужденном режиме технологического минимума с высокой себестоимостью производства электроэнергии.

Подключение потребителей холодильной нагрузки к системе централизованного теплоснабжения от ТЭЦ и использование АБХМ приведет к увеличению загрузки теплофикационных отборов турбин и повысит конкурентоспособность ТЭЦ в летний период. Эффективность работы холодильных установок зависит от потенциала потребляемой тепловой энергии. При этом параметры теплосети влияют на показатели экономичности ТЭЦ, поэтому наибольший экономический эффект может быть достигнут при выборе оптимальных параметров теплоснабжения в системе «ТЭЦ–холодильная машина–теплосети».

В статье представлен расчет показателей работы теплофикационных турбоустановок в летний период при наличии присоединенной к ТЭЦ холодильной нагрузки наряду с отпуском теплоты на горячее водоснабжение (ГВС), а также анализ влияния температуры прямой сети на основные показатели тепловой и общей экономичности системы энергоснабжения.

Расчетные исследования выполнены с использованием энергетических характеристик реального оборудования одной из ТЭЦ Сибирского региона. Рассматриваются режимы работы турбин по тепловому и электрическому графикам нагрузок.

Принципиальная схема включения абсорбционной холодильной машины в систему централизованного отпуска теплоты от ТЭЦ с горячей водой изображена на рисунке 1, где: 1 - парогенератор; 2 - турбина паровая; 3 - электрогенератор; 4 - паропровод; 5 - подогреватель сетевой воды верхней ступени; 6 - подогреватель сетевой воды нижней ступени; 7 - трубопровод питательной воды; 8 - питательный насос; 9 - водовод прямой сетевой воды; 10 - пиковый котёл; 11 - обратная сетевая вода; 12, 13 - теплообменники водоводяные теплового пункта; 14 - АБХМ; 15 - градирня.

В качестве исходных данных приняты: климатический район – город Омск; расчетная температура на отопление $t_{\text{нв}} = -37^\circ\text{C}$; расчетная температура на кондиционирование $t_{\text{нв}}^{\text{п}} = +35^\circ\text{C}$; температурный график теплосети на ГВС 70/40; коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{тэц}} = 0,6$. Для анализа выбраны теплофикационные турбины Т-50/60-8,8 и Т-118/125-130-8, значения номинальных нагрузок отборов которых: $Q_{\text{отб}}^{\text{ном}} = 95 \text{ МВт}$ и 219 МВт соответственно [2].

Тепловая нагрузка ГВС оценивается как 18% от максимального отпуска теплоты потребителю: $Q_{\text{ГВС}} = 0,18 \cdot Q_{\text{тэц}}$, где $Q_{\text{тэц}} = \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{ном}}}{\alpha_{\text{тэц}}}$.

В исходном варианте теплофикационные отборы турбин покрывают заданную нагрузку горячего водоснабжения. Для Т-50/60-8,8 $Q_{\text{ГВС}} = 31 \text{ МВт}$; для Т-118/125-130-8 $Q_{\text{ГВС}} = 73 \text{ МВт}$.

В новом режиме совместного отпуска теплоты на ГВС и охлаждение помещений нагрузка для кондиционирования летом Q_x найдена при условии, что объём зданий района энергоснабжения V постоянен в летний и зимний периоды; коэффициент характеристики зданий α мало меняется от температуры наружного воздуха; $t_{\text{пом}}$ - температура в помещении, равна $+18^\circ\text{C}$. Тогда отношение нагрузки Q_x к максимально возможной составит:

$$\frac{Q_x}{Q_{\text{тэц}}} = \frac{\alpha \cdot V \cdot (t_{\text{нв}}^{\text{л}} - t_{\text{пом}})}{\alpha \cdot V \cdot (t_{\text{пом}} - t_{\text{нв}})} = \frac{35 - 18}{18 + 37} \approx \frac{1}{3}.$$

Для Т-50/60-8,8 $Q_x = \frac{1}{3} \cdot 700 = 233 \text{ МВт}$, для Т-118/125-130-8 $Q_x = 114 \text{ МВт}$.

В качестве холодильных агрегатов приняты абсорбционные бромисто-литиевые холодильные машины с холодопроизводительностью $Q_0 = 1000 \text{ кВт}$ (АБХМ-1000). Изменение холодильного коэффициента АБХМ ε в зависимости от температуры греющей среды $t_{\text{пс}}$ в генераторе абсорбера оценено по каталогу АБХМ компании Broad [3]. В новом режиме условия работы потребителей ГВС не меняются.

Наилучший вариант определяется при изменении температуры прямой сети $t_{\text{пс}}$ по минимуму суммарных издержек в энергосистеме на производство трех видов энергии: электрической, тепловой и холода.

Теплота, подведенная к АБХМ $Q_{\text{т}}^x = \frac{Q_x}{\varepsilon}$, МВт,

где ε – холодильный коэффициент АБХМ при $t_{пс}$, °С.

Суммарная тепловая нагрузка регулируемого отбора турбины в летний период $Q_T = Q_T^* + Q_{ГВС}$, МВт.

Изменение температуры греющей среды в АБХМ принято равным $\Delta t = 10$ °С [3].

Расход сетевой воды при изменении $t_{пс}$ рассчитывался:

$$G_{св} = \frac{Q_T^*}{c_p \cdot (t_{пс} - t_r)}, \text{ кг/с}$$

и определял расход электроэнергии на сетевые насосы в разных вариантах.

На рисунке 2 представлены Значения нагрузки теплофикационного отбора турбины Q_T , мощности на тепловом потреблении N_T и расхода тепла на турбоустановку Q_0 в зависимости от температуры прямой сети для турбоустановки работающей в теплофикационном режиме.

Анализируя полученные зависимости (Рис. 2.) необходимо отметить, что при увеличении температуры прямой сети (греющая среда АБХМ) холодильный коэффициент АБХМ повышается, что приводит к снижению необходимой тепловой энергии для обеспечения одной и той же нагрузки на кондиционирование. Вследствие чего также снижается тепловая нагрузка отопительного отбора.

При работе турбины по тепловому графику вышеуказанный фактор влечет за собой падение электрической мощности на тепловом потреблении. Но при этом происходит повышение давления в отборе. В результате наблюдается минимум расхода тепла на турбоустановку в окрестности точки $t_{пс} = 100$ °С, и, соответственно, аналогичный минимум по абсолютному расходу топлива на ТЭЦ, изменение которого достигает 3,4% для турбины Т-50/60-8,8 и 5,6% для Т-118/125-130-8.

Удельный расход теплоты на турбоустановку по выработке электроэнергии:

$$q_T = \frac{Q_0 - Q_T}{N_э},$$

Учитывая, что лишь часть подаваемого на абсорбер тепла используется полезно, этот показатель q_T не может быть использован в качестве критерия тепловой экономичности в системе «ТЭЦ-АБХМ-Теплосети». В качестве нового критерия принята величина:

$$q_T^* = \frac{Q_0 - Q_x - Q_{ГВС}}{N_э},$$

учитывающая потери теплоты в абсорбере. Изменение величин q_T и q_T^* в зависимости от температуры прямой сети для Т-118/125-130-8 представлено на рисунке 3.

Расход теплоты на турбоустановку по выработке электроэнергии $Q_э = q_T^* \cdot N_э$, МВт.

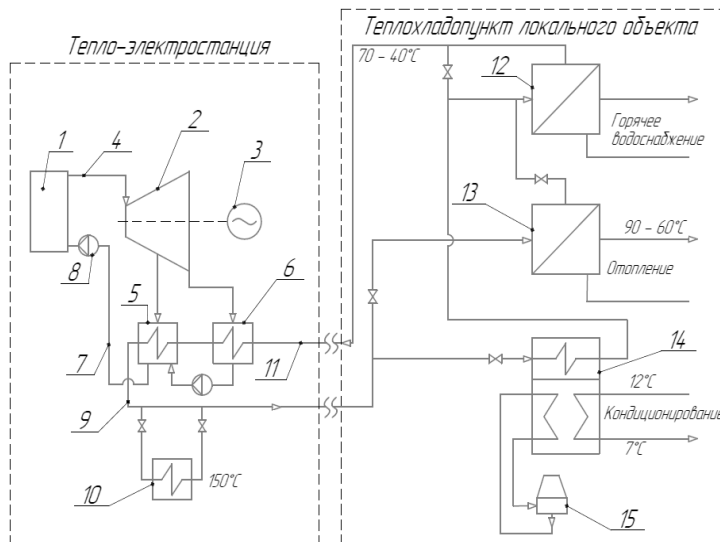


Рис. 1. Принципиальная схема включения АБХМ в систему теплоснабжения от ТЭЦ.

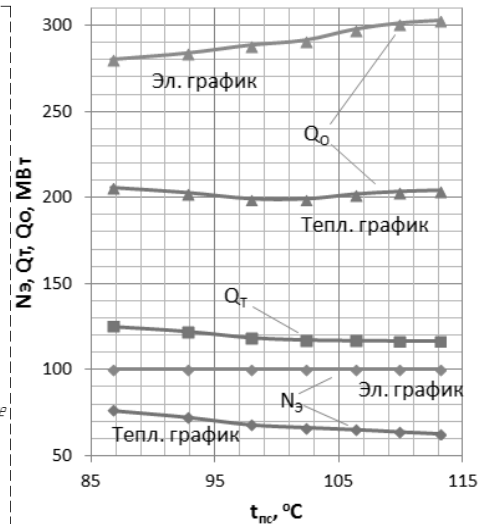


Рис. 2. Показатели работы турбины Т-118/125-130-8

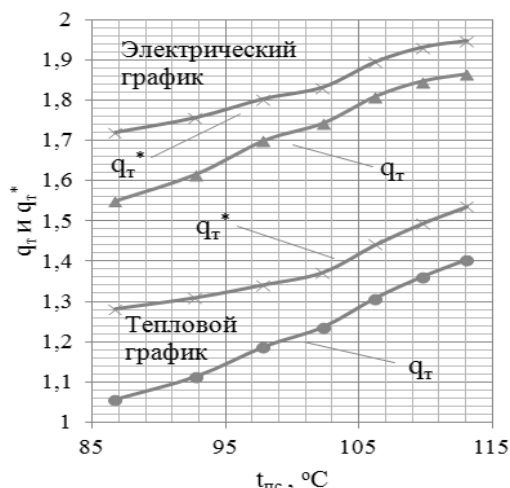


Рис. 3. Изменение q_T и q_T^* в зависимости от температуры прямой сети для Т-118/125-130

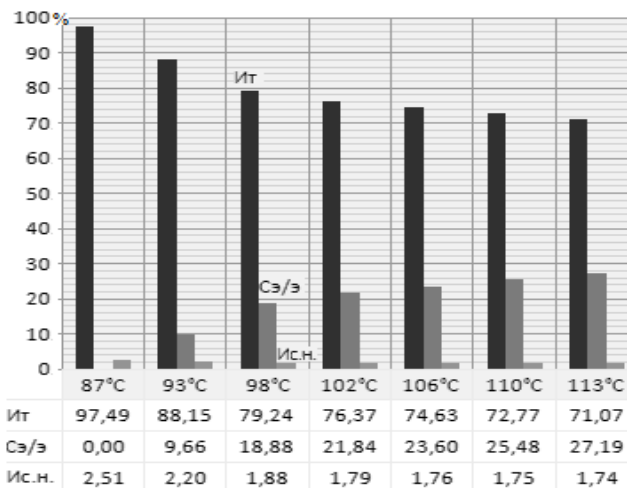


Рис. 4. Изменение составляющих издержек (млн. руб.) относительно суммы для Т-118/125-130-8 (тепловой график)

Минимальное значение критерия тепловой экономичности q_T^* , как по тепловому, так и по электрическому графику соответствует минимальному значению (из рабочего диапазона ХМ) температуры прямой сети 87°C.

При расчете эксплуатационных издержек (Рисунок 5) считается, что капитальные вложения в тепловые сети и холодильные установки неизменны в рассматриваемых вариантах.

При построении графиков процентного изменения параметров за базовый берется вариант с наименьшей температурой прямой сети.

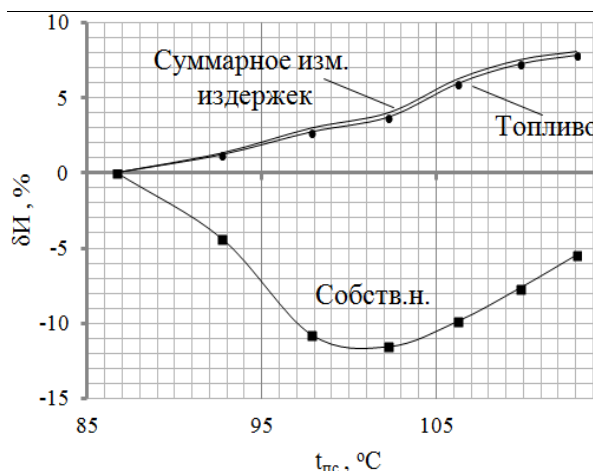


Рис. 5а. Электрический график

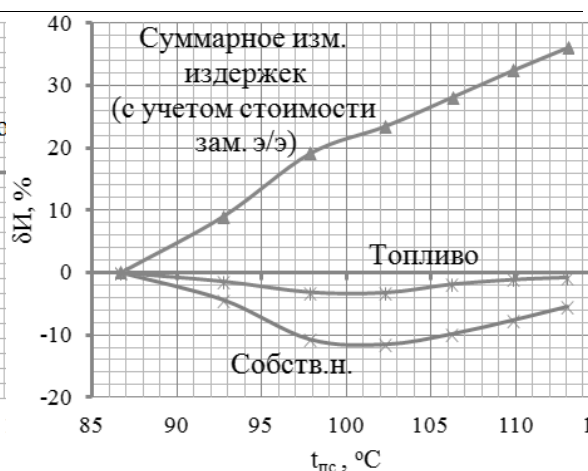


Рис. 5б. Тепловой график

Рис. 5. Изменение эксплуатационных издержек в системе относительно базового варианта для Т-118/125-130 ($C_{\text{топл}} = 3200 \frac{\text{руб}}{\text{т}}$, $C_{\text{э/э}} = 2,5 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$)

При работе по тепловому графику топливная составляющая издержек на ТЭЦ, имеет минимум в окрестности точки $t_{\text{пс}} = 100^\circ\text{C}$ (Рисунок 5б), что соответствует характеру изменения расхода тепла на турбоустановку, а следовательно и расхода топлива на ТЭЦ. Стоимость замещающей электроэнергии растет с увеличением $t_{\text{пс}}$, что вызвано снижением мощности на тепловом потреблении. По электрическому графику топливная составляющая издержек (Рисунок 5а) увеличивается с ростом $t_{\text{пс}}$.

Суммарное изменение издержек от температуры прямой сети монотонно растет с увеличением температуры прямой сети, несмотря на неоднозначный характер изменения издержек на собственные нужды и топливной составляющей. Монотонный рост суммарных издержек

обусловлен увеличением стоимости замещающей электроэнергии для теплового графика и характером изменения топливной составляющей - для электрического.

Характер изменения анализируемых величин для рассматриваемых в работе турбоустановок аналогичен.

Выводы:

1. Основное влияние на выбор оптимальной температуры прямой сети в условиях работы ТЭЦ совместно с АБХМ оказывает изменение топливной составляющей.
2. Оптимальное значение температуры прямой сети не зависит от типа теплофикационной турбины и лежит в окрестности $t_{пс}^{опт} = 85^{\circ}\text{C}$.
3. Повышение температуры прямой сети по сравнению с оптимальным значением приводит к значительному повышению эксплуатационных издержек из-за повышения расхода топлива.
4. Рост $t_{пс}$ приводит к повышению давления в теплофикационном отборе, а так же к уменьшению тепловой мощности регулируемого отбора, в связи с чем, электрическая мощность на тепловом потреблении снижается более интенсивно, чем в традиционных схемах отпуска теплоты без холодильной машины.

Список литературы:

1. Богданов А. Б. Климат России и теплофикация / Котельнизация России – беда национального масштаба, ч – 7., 2012.
2. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 540 с.
3. Арефьев Д.Н. Каталог BROAD. - М.: Олимп-бизнес, 2005.- 82 с.
4. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. – Мн.: Выш. Школа, 1978.-288 с., ил.
5. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – М. Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.

Внедрение НТВ технологии на котле П-49 Назаровской ГРЭС

Усатов А.Ю.

Новосибирский Государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: antonusatov94@gmail.com

Совершенствование котлов с целью повышения их эффективности актуальная задача для современной энергетики с точки зрения энергоэкономичности. [1,2]

Эффективность использования топлива в паровом котле зависит от трех основных параметров: полноты сгорания топлива в топочной камере; глубиной охлаждения продуктов сгорания при прохождении поверхностей нагрева; снижения потерь теплоты в окружающую среду с уходящими газами.

Современные котлы при условии максимального сгорания топлива и использования теплоты газов имеют КПД от 92 до 95 %. Фактический КПД котлов часто не превышают 85-87%.

В свою очередь современные энергоблоки, эксплуатируемые в России в среднем имеют эффективность не выше 37%. Обеспечить снижение тепловых потерь на каждом участке преобразования энергии – важно для снижения совокупного расхода топлива на производство продукции. Для энергетических котлов электростанций повысить эффективность возможно применением НТВ – технологии (низкотемпературной вихревой топки).

Примером модернизации станции по введению низкотемпературного вихревого способа сжигания топлива можно считать Назаровскую ГРЭС, которая расположена на северо-западе г. Назарово Красноярского края в 3-х км от центра города.

Целью технического перевооружения котельной установки П-49 – является обеспечение бесшлаковочной паропроизводительности котла до 1400 т/ч с переводом на твердое шлакоудаление.

В качестве решений по техническому перевооружению газозовдухопроводов котла сделано следующее: при переводе котельной установки на низкотемпературную вихревую технологию изменилось расположение основных горелок; изменилась геометрия топки для реализации вихревого процесса; применены в устройства для сжигания пыли грубого помола; некоторые другие.

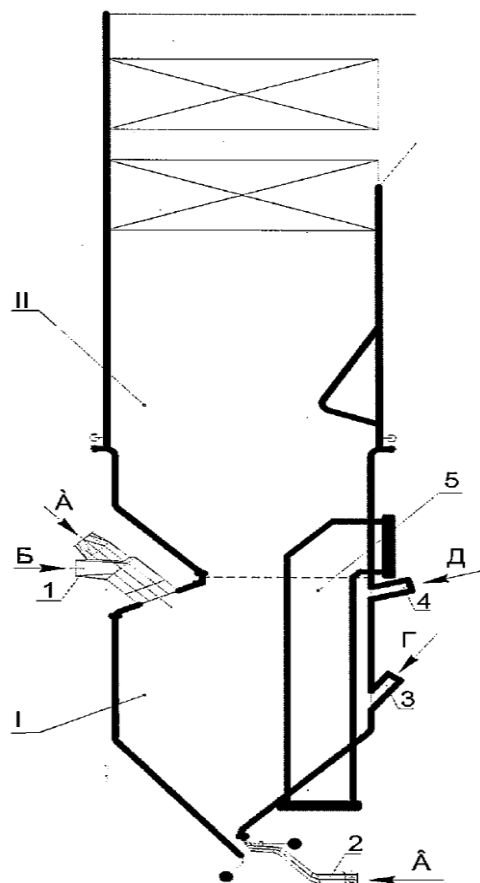


Рис. 1. Схема НТВ-топки котла П-49 при сжигании Назаровского бурого угля: I-вихревая зона II-зона прямооточного факела.

Устройства: 1-пылеугольная горелка; 2-сопла нижнего дутья; 3-сопла третичного дутья нижнего яруса; 4-сопла третичного дутья верхнего яруса; 5-внутрисопоточные ширмы.

Потоки: А-пылевоздушная смесь; Б-вторичный воздух; В-воздух нижнего дутья; Г-третичное дутье (нижний ярус); Д-третичное дутье (газы рециркуляции)(верхний ярус).

Котельная установка не могла обеспечить установленную мощность из-за пониженной паропроизводительности по сравнению с проектной из-за интенсивного шлакования поверхностей нагрева на высоких нагрузках и ограничения производительности из-за недостаточной сушильной производительности центрального пылезавода энергоблока.

В результате перевода котельного агрегата П-49 на технологию низкотемпературного вихревого сжигания топлива получены следующие улучшения:

1. Обеспечена устойчивая работа котла с сохранением номинальных параметров пара в диапазоне нагрузок 60...100% от номинальной.
2. Исключено шлакование поверхностей нагрева на нагрузках до 1400 т/ч.
3. Увеличен коэффициент полезного действия (брутто) до уровня 90%.
4. Обеспечено снижение выбросов за котлом.
5. Повышена надежность работы котельной установки.

Список литературы:

1. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями: Монография /П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов др.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. -528с.- (Серия «Монография НГТУ»).
2. Щинников П.А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. -284 с.

**Реконструкция теплоэнергетических объектов в рамках
государственно-частного партнерства****Фильченкова М.В. Чернов С.С.***Новосибирский государственный технический университет, Россия, г.Новосибирск**E-mail: AmadeusYear2014@mail.ru*

Теплоэнергетика и теплоснабжение является одной из ключевых отраслей инфраструктуры, развитие которой необходимо не только для нормального функционирования и стабильности российской экономики, но и для поддержания безопасных и качественных условий жизни населения. Это обусловлено, в первую очередь, географическими и климатическими особенностями: две трети территории России находятся в зоне резко континентального климата. Длительные и суровые зимы в большей части регионов ставят вопросы теплоснабжения в абсолютный приоритет. При этом большинство систем теплоснабжения спроектированы и построены ещё в советский период и не отвечают изменившимся экономическим условиям, а также современным требованиям эффективности [1].

Рассмотрим систему теплоснабжения г.Новосибирска.

Новосибирск является одним из крупнейших городов Российской Федерации, в котором сконцентрирована большая часть промышленного потенциала области (более 70% совокупного объема промышленной продукции), представляющего собой 214 крупных и средних предприятий. При этом 94% промышленного производства города обеспечивается предприятиями ведущих отраслей региона, таких как металлургия, металлообработка, машиностроение и энергетика. Помимо этого, г.Новосибирск находится в зоне резко континентального климатического пояса, что является причиной значительных колебаний среднемесячных и абсолютных температур воздуха, которые составляют 38°C и 88°C, соответственно. Все это требует развитой энергетической инфраструктуры, способной обеспечивать высокие потребности города не только в электрической, но и в первую очередь, в тепловой энергии.

Более 86% тепловых нагрузок города обеспечиваются за счет централизованной системы теплоснабжения, сложившейся в 60-80-х годах XX века [2]. Остальная нагрузка обеспечивается локальными и ведомственными котельными. Распределение присоединенной тепловой нагрузки между энергоисточниками г.Новосибирска представлено на Рис.1 [3].

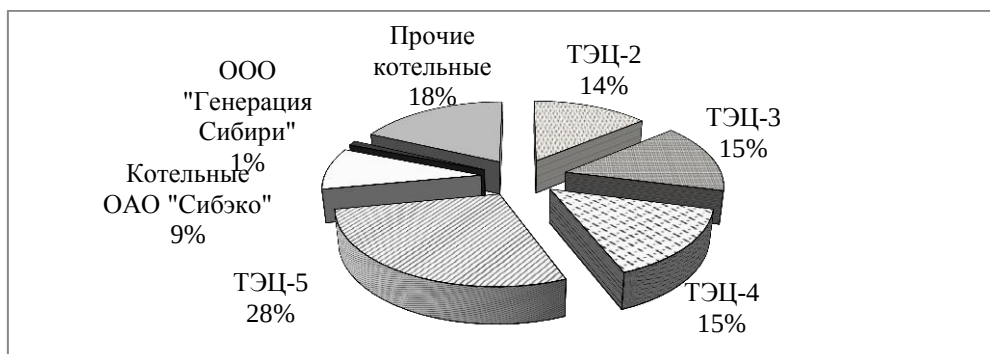


Рис. 1. Распределение присоединенной нагрузки между энергоисточниками г. Новосибирска

Из представленных данных видно, что большая часть нагрузок обеспечивается за счет источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (72%), остальная часть нагрузки (28%) покрывается котельными.

Если же говорить о структуре самих потребителей тепловой энергии г. Новосибирска, то наибольшее совокупное потребление (62% от общей тепловой нагрузки) тепловой энергии приходится на объекты жилья, т.е. коммунально-бытовых потребителей, 26% - на промышленных потребителей, а 12% - на объекты общественного назначения [2].

Одними из наиболее существенных проблем системы теплоснабжения г. Новосибирска являются [4]:

- Высокая степень физического и морального износа основных фондов.
- Низкий коэффициент загрузки генерирующих мощностей: для 46% локальных котельных – менее 0,25, для 80% - менее 0,5, что приводит к перерасходу ТЭР и завышению тарифов для потребителей.

- Прогнозируемые в период после 2015г. повышение тепловой нагрузки (в первую очередь за счет масштабного ввода жилья) и дефицит тепловых мощностей (связанный с частичным выводом из эксплуатации низкоэффективного и устаревшего основного оборудования Новосибирских ТЭЦ).
- Недостаточный уровень капиталовложений в отрасль.

С целью решения вышеизложенных проблем, «Схемой теплоснабжения г. Новосибирска до 2030г.» предполагается реализация масштабной инвестиционной программы, одним из приоритетных направлений которой является реконструкция энергетического оборудования. Однако, высокий уровень требуемых капиталовложений делает невозможной реализацию данной программы исключительно за счет бюджетного финансирования, а значит требует привлечения частного капитала. Одной из форм долгосрочного сотрудничества бизнеса и государства с целью реализации социально значимых инфраструктурных проектов выступает государственно-частное партнерство (ГЧП), основными принципами которого являются [5]: распределение прав, обязанностей и рисков между партнерами; баланс интересов публичного и частного партнеров.

Наиболее распространенной формой ГЧП являются концессионные соглашения, представляющие собой «договор о передаче в эксплуатацию на определенный срок принадлежащих государству или муниципалитетам природных богатств, предприятий и других хозяйственных объектов» [5], что обусловлено следующими причинами: наличие правового поля и опыта реализации инвестиционных проектов в данной области; возможность применения различных схем финансирования (прямое бюджетное финансирование, создание совместных предприятий, выпуск концессионных облигаций и т.д.).

Рассмотрим эффективность реализации концессионного соглашения на примере проекта реконструкции одной из мазутных котельных г. Новосибирска, введенной в эксплуатацию в 1969г и находящейся в аварийном состоянии. Реконструкция объекта предполагает также перевод котельной на природный газ в качестве основного вида топлива.

Определим основные параметры проекта, а также существенные условия концессионного соглашения:

- В качестве концедента выступает Новосибирская область; концессионера – потенциальный частный инвестор.
- Объем необходимых капиталовложений – 129,2 млн.руб. Финансирование проекта осуществляется концедентом и концессионером в равных долях, т.е. 50% (64,6 млн.руб.) расходов оплачиваются из областного бюджета, остальные 50% обеспечиваются частным партнером за счет привлечения кредитных средств.
- Горизонт планирования составляет 15 лет, что связано со сроком полезного использования основного энергетического оборудования.
- Концессионные платежи выплачиваются концессионером ежегодно в твердо установленной сумме, определяемой на основе методики, предложенной Будником В.А [6], путем нахождения «точки равновесия», т.е. такой точки, в которой значения NPV проекта, рассчитанного для концессионера и чистая текущая стоимость доходов бюджета в виде концессионных платежей и налога на прибыль равны (Рис.2).

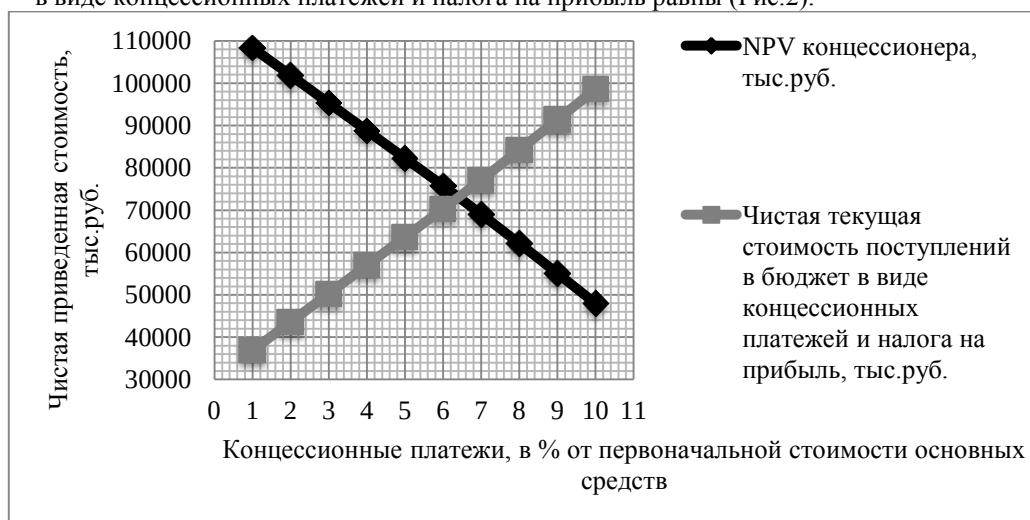


Рис.2. Точка равновесия

В рамках данного проекта величина концессионных платежей составляет 8284,3 тыс.руб./год.

- Ставка дисконтирования установлена на уровне нормы доходности инвестированного капитала в сфере теплоснабжения, утвержденной приказом ФСТ России от 16.12.2013г №1618-э, и равна 10,96%.
- Окружение проекта рассмотрено на основании сценарных условий [7].

В результате расчета проекта получаем следующие показатели коммерческой эффективности для каждого из участников концессии (Таблица 1).

Таблица 1. Показатели эффективности для участников концессии

Показатель	Ед. измер.	Проект в целом	Для концессионера	Для концедента
NPV (бюджетная эффективность)	тыс. руб.	14856,66	73075,84	17646,88
IRR	%	12,62	24,04	15,64
PI	инд.	1,13	2,26	1,30
PP	лет	9,28	6,83	7,36
DPP	лет	13,59	8,53	10,88

Из расчетов видно, что проект реконструкции котельной, реализованный в форме концессионного соглашения, является экономически эффективным для каждого из его участников. Помимо этого, реализация данного проекта приводит к возникновению положительных внешних эффектов:

- Снижение уровня социальной напряженности за счет вывода из аварийного состояния и подготовки к отопительному сезону котельной, обеспечивающей теплоснабжение объектов одного из районов г.Новосибирска.
- Дисконтированный прямой прирост налогов в экономику за время реализации проекта (15 лет) составил 12223 тыс.руб. Данные средства представляют собой своеобразный фонд целевого назначения и могут быть потрачены как на развитие социальных программ, так и на развитие бизнеса и прочих отраслей экономики.
- Установка нового оборудования позволила достичь сразу нескольких эффектов: снижение вредных выбросов за счет перевода котельной на газ, как более «чистый» вид топлива, и, соответственно улучшение экологической ситуации в районе; более эффективное распределение нагрузки между котлами, что позволяет увеличить коэффициент загрузки генерирующих мощностей; внедрение современного оборудования, отвечающего современным требованиям эффективности; частичное преодоление дефицита тепловых мощностей за счет наличия резерва и, как следствие, возможность присоединения новых потребителей.

Таким образом, проект реконструкции котельной, реализованный на основе ГЧП, является не только коммерчески эффективным, но и способствует повышению энергетической эффективности и преодолению технологической отсталости теплоэнергетики.

Список литературы:

1. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2012-2013 годах // ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. – Москва, 2015. – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/695/doklad-o-teploenergetike-i-tsentralizovannom-teplosnabzhenii-rossii-v-2012_2013-godakh.pdf
2. Мини ТЭЦ - перспективное направление развития энергетики Новосибирской области // Актуальные проблемы развития Новосибирской области и пути их решения : сб. науч. тр. В 2-х ч. Ч. 1: Проблемы и перспективы экономического развития Новосибирской области / под ред. А.С. Новосёлова, А.П. Кулаева ; ИЭОПП СО РАН. - Новосибирск, 2014. - С. 138-161.
3. Производство тепловой энергии [Электронный ресурс] // ОАО Сибэко [Официальный сайт]. – Режим доступа: <http://www.sibeco.su/sibeco0270>.
4. Схема теплоснабжения г.Новосибирска до 2030г. Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения / Департамент энергетики, жилищного и коммунального хозяйства, 2014. – 249 с.

5. Чернов С.С., Фильченкова М.В. Оценка эффективности реализации проекта реконструкции котельной в рамках государственно-частного партнерства // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. – 2015. - № 3. – С. 109-114.
6. Будник В. А. Обоснование величины концессионных платежей по договорам концессии на строительство / В. А. Будник // Проблемы современной экономики. – 2013. - №4. - С.334 – 337.
7. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030г // Министерство энергетики Российской Федерации, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, 2011. – Режим доступа: http://www.ranipool.ru/images/data/gallery/1_8337_usloviya_elektroenergetiki_na_period_do_2030_goda.pdf.

Исследование композитных мембранных материалов для твердополимерных топливных элементов

А.Н.Чеснокова*, А.Э.Ржецкий, Н.А.Иванов, А.П.Черепанов

*Иркутский национальный исследовательский государственный технический университет,
Россия, г.Иркутск
E-mail: alnich99@gmail.com*

Топливные элементы (ТЭ) используются для прямого превращения энергии топлива в электрическую и тепловую энергию (минуя процессы горения). Коэффициент полезного действия таких устройств существенно выше, чем двигателей внутреннего сгорания [1-4]. ТЭ обладают также и другими преимуществами перед традиционными источниками энергии, такими как небольшие размеры, компактность, малый вес. Они бесшумны в работе, экономичны с точки зрения потребления топлива, а главное абсолютно экологически чистые, поскольку при их работе не происходит выделения вредных веществ в атмосферу [1-4].

Однако, несмотря на указанные преимущества, подобные системы являются в настоящее время довольно дорогостоящими, что ограничивает их широкое применение. В случае одних из наиболее распространенных типов низкотемпературных ТЭ – твердополимерных (ТПТЭ), это связано с использованием в их конструкции катализаторов на основе благородных металлов, а также патентованных мембранных материалов. В связи с этим создание ТЭ на основе альтернативных материалов, обладающих более низкой себестоимостью, а также сравнительно простой технологией изготовления, является актуальной задачей современной науки и техники.

Одним из перспективных методов для получения протонпроводящих мембран является золь-гель синтез. Он дает возможности для получения композитных мембран, сочетающих в себе комплекс заданных свойств, таких как высокая термическая и химическая стабильность неорганической матрицы и функциональные свойства органического компонента [2, 4-5].

Целью работы являлось исследование характеристик протонпроводящих мембран из азотсодержащих гетероароматических производных сульфоновых кислот: 3-пиридинсульфокислоты (ПСК) и 2-фенил-5-бензимидазолсульфокислоты (ФБИСК) с участием тетраэтоксисилана (ТЭОС), полученных золь-гель методом.

Синтез композитных мембран проводили по методике, описанной в [6].

Элементный анализ мембран проводили на газоанализаторе «Thermo Finnigan». ИК спектры регистрировали на спектрофотометре «Varian 3100 FT-IR». Данные элементного анализа: мембрана на основе ФБИСК (м-ФБИСК) – SiO₂- 12.97%, S-6.41%, P-0.42%; мембрана на основе ПСК (м-ПСК) – SiO₂-24.49%, S-12.67%, P-0.54%.

Дифференциальную сканирующую калориметрию (ДСК) проводили на приборе NETZSCH DSC 204F1 Phoenix 240-12-0093-L.

Протонную проводимость исследуемых мембран определяли при температурах 30, 40, 60, 80 °С и относительной влажности 75% методом импедансной спектроскопии, используя прибор «Z-500PX» (ООО «Элинс», Россия), двухэлектродным методом. Измерения проводили в частотном диапазоне 500000 – 5000 Гц.

Ионнообменную емкость определяли методом обратного титрования, для чего образцы мембран предварительно выдерживали в 0.05 моль/л NaOH в течение 24 ч, затем проводили титрование 0.05 моль/л HCl.

Исследование механических свойств мембран выполняли на универсальной испытательной машине AGS-X (Shimadzu, Япония). Для испытания применяли образцы в форме прямоугольника размерами 25х60 мм. Образцы, испытываемые в сухом состоянии, перед испытанием

кондиционировали 24 ч по ГОСТ 12423 при температуре 23 °С и относительной влажности 50 %. Образцы, испытываемые в мокром состоянии, перед испытанием выдерживали 24 ч в дистиллированной воде для достижения абсорбционного равновесия материала с водой. Испытания проводили при скорости раздвижения зажимов 1мм/мин. Непрерывное измерение нагрузки и удлинения образцов осуществляли в автоматическом режиме. Модуль упругости и максимальное удлинение определяли с помощью программного обеспечения, поставляемого с прибором. Прочность при разрыве σ_r , МПа, вычисляли по формуле:

$$\sigma_r = \frac{F_r}{A_0},$$

где F_r – растягивающая нагрузка в момент разрыва, Н; A_0 – начальное поперечное сечение образца, мм² (определяется по средним значениям толщины и ширины).

Относительное удлинение при разрыве E , %, вычисляли по формуле:

$$E = \frac{\Delta l_{or}}{l_0} 100,$$

где l_0 – начальная расчётная длина образца, мм; Δl_{or} – изменение расчётной длины образца в момент разрыва, мм.

В ходе работы исследованы протонпроводящие мембраны на основе гетероароматических сульфокислот, ТЭОС, ортофосфорной кислоты и поливинилбутирала в качестве пленкообразователя, полученные золь-гель методом. Состав мембран охарактеризован методами элементного анализа и ИК спектроскопии (табл. 1).

Таблица 1. Характеристические линии ИК спектров диоксида кремния, ароматических сульфокислот и гибридных мембран на их основе

Группа, связь	Диапазон, см ⁻¹ (интенсивность)				
	SiO ₂ *	ФБИСК	ПСК	m-ФБИСК	m-ПСК
Si-O-Si	1110 (с)	-	-	1073 (с)	1137 (с)
Si-OH	806 (сл)	-	-	798 (сл)	810 (сл)
S(=O ₂)	-	1348 (ср)	1360 (ср)	1345 (ср)	1344 (ср)
S=O	-	1028 (ср)	1118 (ср)	1027 (ср)	1020 (ср)
Ароматическое кольцо	-	1565 (ср)	1550 (ср)	1568 (ср)	1551 (ср)
Пиридиновый азот	-	1629 (ср)	1618 (ср)	1629 (ср)	1617 (ср)
P=O	-			1235 (ср)	1228 (ср)
P-O-H				991 (ср)	991 (ср)
Водородная связь	3100-2900 (с)	3200-3000 (с)	3200-3000 (с)	3700-2800 (ш, сл)	3700-3100 (ш, сл)

По данным дифференциальной сканирующей калориметрии мембраны m-ФБИСК и m-ПСК термически устойчивы до температур 180-190 °С, что позволяет эксплуатировать их в составе твердополимерных топливных элементов.

Исследована зависимость протонной проводимости мембран на основе ПСК и ФБИСК от температуры. В качестве сравнительных образцов использовали промышленно производимые мембраны Nafion 212 («DuPont», США) и МФ-4СК (ОАО «Пластполимер», Россия). На основании полученных данных построены графики зависимости протонной проводимости исследуемых мембран от температуры: $\ln \sigma = f(\frac{1}{T} \cdot 10^3)$ (рис. 1), по которым определена энергия активации процесса переноса протона через мембрану согласно уравнению Аррениуса:

$$\sigma = A \exp \left(-\frac{E_a}{RT} \right),$$

где σ – ионная проводимость, См/см; A – предэкспоненциальный множитель; E_a – энергия активации для ионной проводимости, кДж/моль; R – газовая постоянная (8,31 Дж/моль·К); T – температура, К.

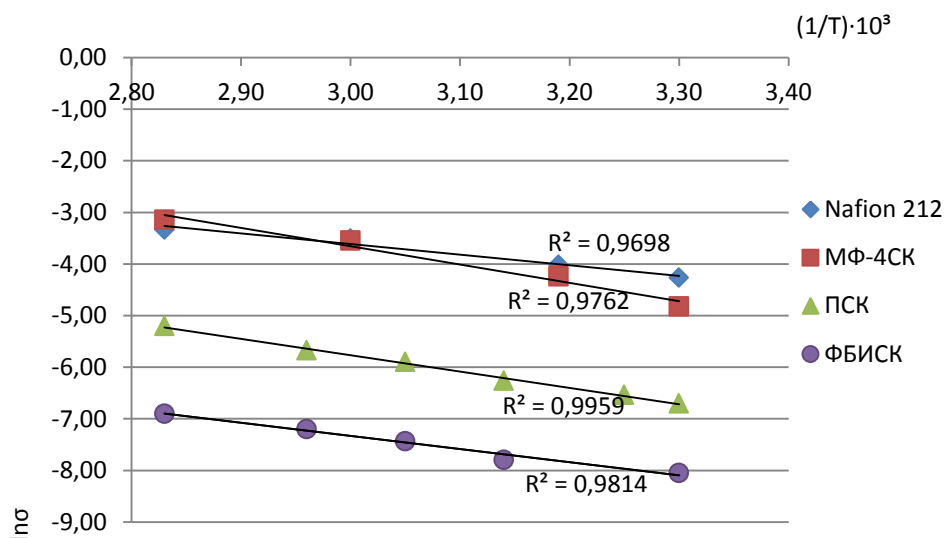


Рис. 1. Графики зависимости протонной проводимости исследуемых мембран от температуры

Анализ результатов исследования протонной проводимости мембран на основе ПСК и ФБИСК показал, что при повышении температуры от 30 до 80°C наблюдается увеличение их протонной проводимости. Энергия активации мембран на основе ПСК и ФБИСК составляет 24,93 и 21,73 кДж/моль, соответственно. Полученные результаты исследуемых мембран близки к коммерческим мембранам Нафийон и МФ-4СК, энергия активации которых составляет 17,04 и 29,92 кДж/моль.

Для полученных мембран исследована также обменная емкость, характеризующая содержание сильно- и слабокислотных групп. Мембраны на основе производных сульфоновых кислот ПСК и ФБИСК обладают более высокой обменной емкостью: 1,84 и 2,70 мг·экв/г, соответственно, по сравнению с коммерческой мембраной Нафийон, обменная емкость которой составляет 0,95 мг·экв/г.

Для оценки эксплуатационных свойств экспериментальных мембран m-ФБИСК и m-ПСК на основе гетероароматических производных сульфокислот и тетраэтоксисилана осуществлено сопоставление их и механических характеристик с аналогичными показателями промышленных перфторированных протонпроводящих мембран Nafion 212.

Таблица 3. Результаты испытания механических свойств экспериментальных и промышленных мембран при различной относительной влажности (φ)

Мембрана	Модуль упругости при растяжении, E_p , МПа		Прочность при разрыве, σ_r , МПа		Относительное удлинение при разрыве, E , %	
	$\varphi = 50 \%$	$\varphi = 100 \%$	$\varphi = 50 \%$	$\varphi = 100 \%$	$\varphi = 50 \%$	$\varphi = 100 \%$
m-ПСК	113	128	4	2	18	3
m-ФБИСК	137	191	6	2	5	1
Nafion 212	160	132	25	15	316	246

Модули упругости образцов мембранных материалов на основе производных сульфокислот как в сухом (113, 137 МПа), так и во влажном состоянии (128, 191 МПа) сравнимы с

соответствующими показателями Nafion 212 (160, 132 МПа). При температуре 23 °С и относительной влажности 50% прочность при разрыве мембран на основе ПСК и ФБИСК составляет 4 и 6 МПа, соответственно. При увлажнении данных образцов происходит уменьшение их прочности в 2-3 раза (табл. 3). Показатель модуля упругости при растяжении для экспериментальных и промышленных мембран имеет сопоставимые значения.

Перфторированные мембраны отличаются линейным строением молекул полимера, что приводит к высокому относительному удлинению при разрыве. Структурообразующие фрагменты синтезированных нами материалов имеют сетчатую структуру и обладают меньшим удлинением при разрыве (табл. 3). Однако, при эксплуатации мембранных материалов в составе топливных элементов не требуется высоких показателей данной характеристики.

Список литературы:

1. Добровольский Ю.А., Писарева А.В., Леонова Л.С., Карелин А.И. Новые протонпроводящие мембраны для топливных элементов и газовых сенсоров // Альтернативная энергетика и экология. – 2004. – Т.20. №12. – С.36-41.
2. Zhao T.S. Advances in Fuel Cells / Zhao T.S., Kreuer K.-D., Nguyen T. – Elsevier, 2007. – 499с.
3. Иванчев С.С., Мякин С.В. Полимерные мембраны для топливных элементов: получение, структура, модифицирование, свойства // Успехи химии. – 2010. – Т.79. – №2. – С.117-134.
4. Pozhidaev Y., Lebedeva O., Bochkareva S., and Sipkina E. Hybrid Composites from Silicon Materials and Nitrogenous Heterocyclic Polybases // Adv. Sci. Lett. – 2013. – Vol. 19. – pp.309-312.
5. Цветкова И.Н., Шилова О.А., Гомза П.Ю., Сухой К.М. Золь-гель синтез и исследование силикофосфатных и гибридных протонпроводящих нанокомпозитов // Альтернативная энергетика и экология. – 2007. – №1(45). – С.137-138.
6. Lebedeva O. V., Chesnokova A. N., Badlueva T. V., Sipkina E. I., Rzhchitskii A. E., and Pozhidaev Yu. N. Hybrid Ion-Exchange Membranes Based on Heteroaromatic Sulfonic Acid Derivatives // Petroleum Chemistry. –2015. –Vol. 55. – №5.– pp. 333–338.

Исследование механической энергии при работе децентрализованной системы отопления

Армеев А.В.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет» (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@vstu.esu.ru

Для уточненного расчетного определения тепловых режимов, теплопотерь помещения, мощности отопительной или холодильной нагрузки необходимо применять моделирование.

Модель, описывающая объект, сама по себе и те величины, которые в нее входят, включают в себя неточное задание исходных данных и погрешностей вычислений. Экспериментальные исследования могут позволить выявить эти недостатки. Однако сами результаты экспериментальных исследований могут нести в себе и новые ошибки.

Одним из путей уменьшения погрешности расчетного анализа и экспериментальных исследований является использование расчетно-экспериментального подхода.

Правильный гидравлический расчет предопределяет работоспособность системы отопления. Точный расчет системы связан с разрешением большого числа нелинейных уравнений, а существующие методики имеют специфические особенности. Можно выделить две группы существующих методов:

- в ходе расчета которых, перепад температур теплоносителя в стояках и ветвях принят неизменным (равным), по отношению к общему перепаду температуры в сети и в итоге расчеты определяются потери давления в циркуляционных кольцах: а) метод удельной потери давления; б) метод динамических давлений; в) метод характеристик сопротивления; г) метод эквивалентных сопротивлений; д) метод эквивалентных длин.

- в ходе расчета которых, перепад температур теплоносителя в стояках и ветвях принимается неравным, общему перепаду температуры в сети, результатом которого является распределение расходов теплоносителя по кольцам системы: а) метод динамических давлений; б) метод характеристик.

Расчет проводился методом удельных потерь давления на основе экспериментальных данных полученных в ходе эксперимента. В проектировании систем отопления наиболее распространенным является именно этот метод, заключающийся в раздельном подсчете потерь давления на трение и на местные сопротивления каждого участка системы.

На базе проведенных экспериментов и анализа литературы сформирована методика расчета потерь механической энергии. В результате рассчитываются потери напора в электротеплогенераторе, совершаемая механическая работа на проталкивание рабочего тела. Определяются условия образования кавитационного режима и вычисляется коэффициент трансформации механической энергии.

Расчет велся по участкам теплогенератора, представленным на рисунке 1.

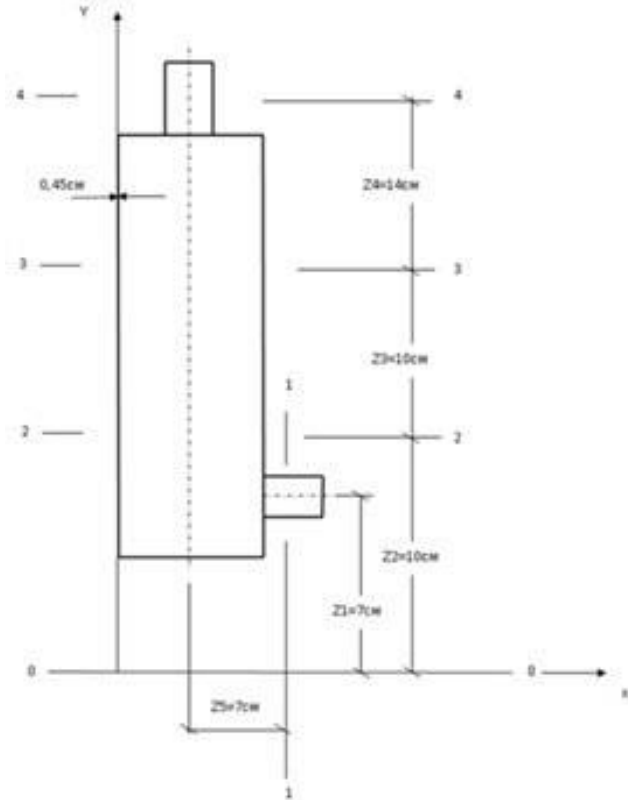


Рис.1. Сечения теплогенератора

Основные формулы для расчета:

Нахождение ЭДС:

$$\zeta_{\text{вн.расш}} = \left(1 - \frac{d_1}{d_2}\right)^2 \quad (1)$$

Скорость движения теплоносителя:

$$\omega = \frac{4 \cdot G}{3600 \cdot \pi \cdot d^2 \cdot \rho} \quad (2)$$

Потери механической энергии:

$$h = \sum \zeta \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \quad (3)$$

Число Рейнольдса находим по формуле:

$$\text{Re} = \frac{\omega \cdot d}{\nu} \quad (4)$$

Коэффициент гидравлического трения находим по формуле:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{K_9}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (5)$$

Суммарные потери давления:

$$\Delta P = R \cdot l + h \quad (6)$$

Потери механической энергии по уравнение Бернулли:

$$h_{\text{ex.вх}} = (z_{\text{ex}} - z_{\text{вх}}) + \frac{P_{\text{ex}} - P_{\text{вх}}}{\gamma_{\text{ex.вх}}} + \frac{\alpha_{1\text{ex}} \cdot v_{\text{ex}}^2 - \alpha_{2\text{вх}} \cdot v_{\text{вх}}^2}{2 \cdot g} \quad (7)$$

Абсолютное давление находится по формуле:

$$P_{\text{абс}} = P_{\text{атм}} + P_{\text{изб}} = 29000 + 100000 = 129000 \text{ Па}$$

29000 Па - экспериментальные данные, показания манометра. Атмосферное давление принимаем равным 10^5 Па.

Механическая работа в теплогенераторе находится по формуле:

$$\Delta L = ((z_{\text{ex}} - z_{\text{вх}}) + \frac{P_{\text{ex}} - P_{\text{вх}}}{\gamma_{\text{ex.вх}}} + \frac{\alpha_{1\text{ex}} \cdot v_{\text{ex}}^2 - \alpha_{2\text{вх}} \cdot v_{\text{вх}}^2}{2 \cdot g}) \cdot G \cdot g \cdot \tau$$

На графике 1 представлено изменение механической работы по времени:

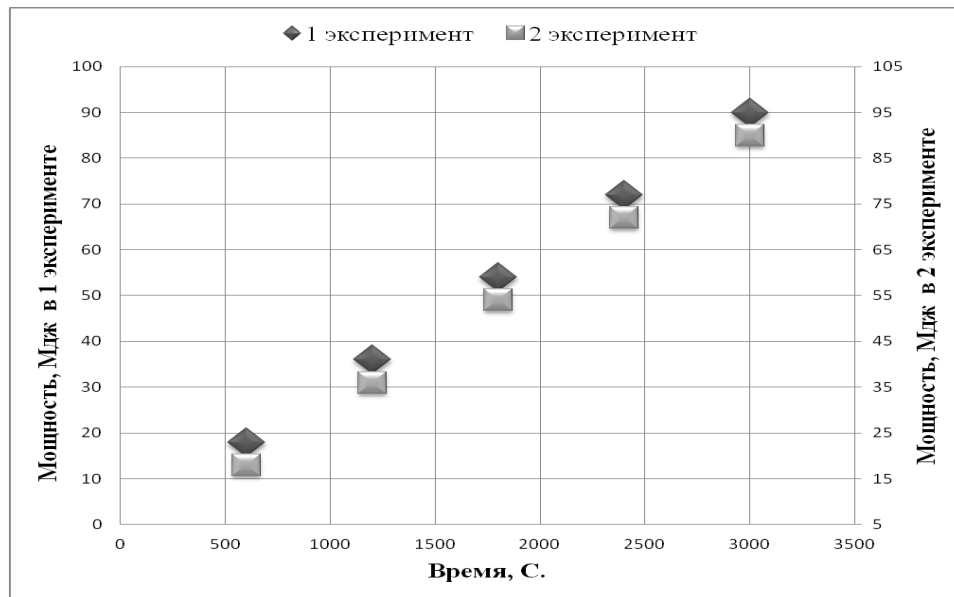


Рис. 2. Экспериментальное определение механической работы.

Выводы:

В статье приведены результаты гидравлического расчета системы децентрализованного отопления с электродным ТГ методом удельных потерь давления, в которой использованы экспериментальные данные. В результате расчета были найдены скорости теплоносителя на всех его участках, потери механической энергии, числа Рейнольдса и в итоге найдена механическая работа теплогенератора.

Список литературы:

1. Игонин, В.И. Иллюстративность неравновесной динамики моделирования энергетических систем с диссипативными составляющими. В.И. Игонин Н.В. Мнушкин. Журнал "Современные наукоёмкие технологии". – 2015. – №1 (часть 1). – С. 23-30.

Международные банки низкообогащенного урана, как средство обеспечения безопасности нераспространения ядерных материалов

Вдовенко А.Ю.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: radoststalina20-53@mail.ru

Ядерная энергетика, в силу своей специфики, несет с собой ряд глобальных проблем, количество которых с каждым десятилетием увеличивается. Сначала это были проблемы чисто технического характера, однако со временем перед миром встала угроза распространения ядерных материалов, а следовательно, и ядерного оружия. И если в 20 веке угроза изготовления и применения ОМУ (оружия массового уничтожения) исходила непосредственно от ядерных держав, то сегодня особую опасность представляют еще и террористические организации, деятельность которых невозможно контролировать.

За последние годы проблема нераспространения ядерных материалов переросла в проблему нераспространения чувствительных технологий [1]. Так в 2006 году четверем бывшим руководителям японской корпорации «Митутойо Корпорейшн» было предъявлено обвинение в предполагаемом экспорте в Малайзию в октябре и ноябре 2001 года сверхточных трехмерных измерительных приборов. Эти приборы используются в строительстве газовых центрифуг для обогащения урана и могут способствовать созданию ядерного оружия. Все эти действия, несомненно, подорвали доверие к режиму ядерного нераспространения в Японии и негативно отразились на международном авторитете страны [2].

Распространение технологий обогащения урана может стать причиной увеличения способности глобального производства материалов оружейного качества. В некоторых случаях развитие мирных ядерных программ может служить прикрытием для программ военного использования ядерной энергии. Также многие страны заявляют о необходимости обладать собственными предприятиями по обогащению урана, так как в противном случае существует угроза приостановления поставок ядерного топлива в связи с изменившейся политической ситуацией. А так как в настоящий момент между некоторыми странами отношения более чем напряженные, проблема довольно актуальна.

Для решения этих проблем необходимо обеспечить альтернативный источник уранового топлива. Для этого нужно не только создать слаженный механизм поставки уранового сырья странам, нуждающимся в топливе для своих АЭС, но и гарантировать надежность этих поставок.

Мировое сообщество выдвинуло несколько инициатив, одна из которых была высказана Мухаммедом эль – Барадеем, который предложил взять весь ядерный топливный цикл под международный контроль, и в качестве первого шага в этом направлении он напомнил об инициативах по созданию международного банка низкообогащенного урана. Это должно обеспечить государства ядерным топливом для их реакторов и, возможно, они смогут отказаться от деятельности по обогащению урана [3].

Данную инициативу поддержал руководитель Росатома в рамках 51 – й Генеральной конференции МАГАТЭ. С.В. Кириенко предложил создать гарантийный запас низкообогащенного урана (банка топлива) при АО «МЦОУ» в Ангарске. И 29 марта 2010 года в Вене генеральный директор Госкорпорации «Росатом» Сергей Кириенко и генеральный директор МАГАТЭ Юкия Аmano подписали Соглашение между Правительством Российской Федерации и МАГАТЭ о создании гарантийного запаса и поставках низкообогащенного урана из него МАГАТЭ для его государств – членов [4]. Согласно этому Соглашению Россия будет поставлять низкообогащенный уран (от 2.00% до 4.95%) из гарантийного запаса (120 тонн в виде гексафторида урана) МАГАТЭ по запросу генерального директора Агентства, а МАГАТЭ предоставлять этот материал стране, испытывающей перебои в поставках вследствие политического форс – мажора.

Создание и поддержание гарантийного запаса НОУ (низкообогащенного урана), а также его хранение и обращение осуществляется за счет Российской Федерации по Соглашению между правительством РФ и МАГАТЭ (Статья I, п.7) [5]. Цена за НОУ устанавливается на основе публикуемых признанными на международном уровне компаниями спотовых рыночных котировках [4].

Однако гарантийный запас НОУ в РФ не единственный пример создания межнационального банка ядерного топлива. Для упрощения поставок ядерного топлива, 18 сентября 2006 года в Вене в ходе 50 – й Генеральной конференции МАГАТЭ федеральный министр иностранных дел Германии Франк-Вальтер Штайнмайер озвучил инициативу создания

банка ядерного топлива, контролируемое МАГАТЭ хранилище обогащенного урана, которым могли бы пользоваться все заинтересованные страны. Таким образом, международное сообщество могло бы предотвратить попытки некоторых стран создать атомное оружие под прикрытием развития атомной энергетики в мирных целях [6].

На роль оператора банка ядерного топлива претендовали несколько государств, а именно – США, Россия, Германия и Казахстан [7]. Для выбора страны в мае 2011 года был объявлен тендер, и в марте 2012 года по итогам открытого конкурса Казахстан стал кандидатом на размещение банка на своей территории [8].

Основная причина выбора Казахстана в роли оператора банка это наличие опыта по безопасному хранению ядерных материалов. Для размещения банка топлива, правительством Казахстана был предоставлен металлургический завод в Ульбе. Все эти сооружения отвечают требованиям долговременного хранения ядерных материалов и условиям обеспечения их физической защиты, а также находятся под гарантиями МАГАТЭ [9].

Еще один из несомненных плюсов размещения банка топлива именно в Казахстане, это участие Казахстана в Международном центре обогащения урана в российском городе Ангарске, что дает возможность использования мощностей центра для обогащения хранящихся в банке запасов низкообогащенного урана.

Также размещению Банка именно в Казахстане способствуют устойчивая социально-политическая ситуация в стране, взвешенный внешнеполитический курс и продуктивное сотрудничество с МАГАТЭ [8].

Проект Банка топлива был разработан для предоставления странам, использующим энергию мирного атома, доступа к запасам низкообогащенного урана при невозможности его приобретения напрямую у стран поставщиков. Он был задуман для обеспечения государств – членов МАГАТЭ гарантией в надежном и предсказуемом источнике поставок низкообогащенного урана даже при отказе других механизмов поставок [10].

В отличие от российского опыта финансирование казахского проекта в размере около 150 млн. долларов, переданных в МАГАТЭ, складывается из добровольных взносов ряда стран и организаций. Фонд Nuclear Threat Initiative перечислил 50 млн. долларов, Норвегия – 5 млн. долларов, США – 49,54 млн. долларов, ОАЭ – 10 млн. долларов, ЕС – до 25 млн. евро и Кувейт – 10 млн. долларов. По нынешним рыночным ценам сумма в 150 млн. долларов будет достаточной для закупки около 60-80 тонн низкообогащенного урана и доставки его в место нахождения банка МАГАТЭ в принимающем государстве. Предполагалось, что годовые расходы агентства на обеспечение функционирования этого банка будут зависеть от ряда факторов, таких как стоимость хранения, а также затраты на меры безопасности и физической защиты [8].

Цена реализации топлива будет устанавливаться с учетом обеспечения возможности приобрести равное количество НОУ взамен поставленного стране – члену МАГАТЭ [11]. А приобретать НОУ из Банка МАГАТЭ смогут лишь те государства – члены, которые заключили с МАГАТЭ соглашения о всеобъемлющих гарантиях и выполняющие их положения. Условия обеспечения безопасности и сохранности Банка НОУ МАГАТЭ будут регулироваться законодательством Казахстана с учетом всех необходимых положений норм безопасности МАГАТЭ и его руководящих документов по физической безопасности. Кроме того, к Банку НОУ МАГАТЭ будут применяться гарантии МАГАТЭ в соответствии с Соглашением о всеобъемлющих гарантиях между Казахстаном и МАГАТЭ и Дополнительным протоколом к нему [12].

Банки НОУ в России и Казахстане в своей основе идентичны. Главное отличие в финансировании и количестве хранящегося урана. Преимущество казахского банка зависит от политической обстановки в мире. Сегодня не все страны готовы сотрудничать с российскими компаниями, что осложняет заключение сделок на покупку – продажу урана.

Самым оптимальным решением в сложившейся ситуации было бы создание системы международных Банков низкообогащенного урана. Тогда можно было бы гарантировать 100% покрытие рынка уранового топлива.

Список литературы:

1. <http://proatom.ru/modules.php?name=News&file=print&sid=1296>
2. <http://www.studfiles.ru/preview/4619863/page:2/>
3. <http://www.un.org/russian/news/story.asp?NewsID=12325#.VlRi3HbhDIU>
4. http://www.iuec.ru/activities/fuel_bank/
5. http://www.iuec.ru/files/IAEA_agreement_rus.pdf
6. <http://regnum.ru/news/706933.html>

7. <http://nuclearno.ru/text.asp?18194>
8. <http://nuclearno.ru/text.asp?17063>
9. <http://ia-centr.ru/expert/9664/>
10. <http://www.nomad.su/?a=3-201508280028>
11. <http://www.iuec.ru/press/news/?id=51>
12. <http://nuz.uz/v-mire/7457-kazakhstan-budet-torgovat-nizkoobogaschennym-uranom.html>

Характерные режимы формирования пузырьковых течений

Воробьев М.А., Кашинский О.Н., Лобанов П.Д., Чинак А.В.

Институт Теплофизики СО РАН, Новосибирск, Россия

vorobyev@itp.nsc.ru

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского Фонда Фундаментальных Исследований в рамках научного проекта № 15-38-21040 мол. а. вед

Введение. При движении двухфазных газожидкостных смесей в трубах и каналах реализуются различные режимы течений, одним из наиболее интересных и практически важных является пузырьковый режим. Исследование пузырьковых течений актуально для химической и атомной промышленности, металлургии, оксигенации и очистки воды. Создание микропузырей является важной областью исследований в материаловедении и пищевой индустрии. Пузыри микронного размера используются для разрушения тромбов или доставки лекарств в медицинских целях. Поэтому важно детальное изучение данной проблемы.

Большое количество работ посвящено исследованию паро- и газожидкостных пузырьковых потоков в трубах и каналах. Показано, что при одинаковых расходных параметрах жидкости и газа в пузырьковых течениях существенное влияние на тепло- и массообменные процессы в потоке оказывает размер газовых включений [1]. Таким образом, существует возможность управления процессами переноса в энергетических и технологических приложениях, путем изменения размеров пузырей вводимых в поток. Соответственно возникает задача о создании аппарата для генерации пузырей заданного объема в широком диапазоне размеров, но с минимальным разбросом. Для достижения этой цели необходимо понимание процессов происходящих при формировании пузыря и поиск определяющих их параметров.

В литературе представлен ряд работ посвященных непосредственно исследованию процесса отрыва пузыря от отверстия или капилляра, погруженного в покоящуюся жидкость. Экспериментальное исследование процесса проведено в [2]. Показано, что на поведение пузыря в жидкости оказывают влияние не только свойства сред и расход газа, но и способ ввода газа в жидкость.

Существует ряд работ посвященных теоретическому исследованию отрыва газового пузыря от капилляра, находящегося в потоке жидкости [4, 5]. Физическое описание процесса отрыва в данных работах, как правило, основано на рассмотрении баланса сил, действующих на пузырь.

Работы [6, 7] – одни из немногих, где проводятся экспериментальные исследования отрыва пузыря в потоке. В статье [6] показан эффект появления «вторичных» пузырей при отдалении капилляра от стенки канала. Предложена модель, предсказывающая размер пузыря в зависимости от расходных параметров с учетом коалесценции пузырей. В работе [7] экспериментально показано влияние как расходных параметров жидкости и газа, так и размера капилляра на отрывной диаметр пузыря от отверстия в стенке канала в условиях пониженной гравитации.

К сожалению, количество экспериментальных работ в данной области ограничено. Соответственно возникает задача систематического экспериментального исследования процесса отрыва пузыря от одиночного капилляра в потоке жидкости. Целью данной работы является проведение исследования влияния расходных параметров течения на процесс формирования пузырей в жидкостях с разными физическими свойствами.

Экспериментальная установка и методика эксперимента. Экспериментальная установка представляла собой замкнутый по жидкости контур (рис. 1). Рабочая жидкость (нагретый глицерин) при помощи центробежного насоса 1 из бака 2 подавалась в прозрачный вертикальный канал представляющим собой стеклянную трубу с внутренним диаметром 15 мм и длиной 800 мм. В центральной части канала в стенку вставлен горизонтальный капилляр из нержавеющей стали 4, через который в поток жидкости вводился газ (атмосферный воздух). Капилляр находился на расстоянии 550 мм от входа в трубу. Внутренний диаметр капилляра – 0.16 мм. Рабочий торец капилляра был аккуратно зашлифован. Ввод газа осуществлялся при помощи контроллера

Bronkhorst 5, обеспечивающего расход газа Q_g в диапазоне 0.033–1.67 мл/с. Расход жидкости контролировался посредством ротаметра 6. Предварительная калибровка ротаметра осуществлялась весовым методом. Газожидкостная смесь с выхода канала через гибкую пластиковую трубку сливалась в основной бак. В ходе проведения экспериментов нагрев и контроль температуры рабочей жидкости осуществлялся при помощи системы термостабилизации в пределах $\pm 0.2^\circ\text{C}$. Во время эксперимента происходило принудительное перемешивание рабочей жидкости в баке.

При помощи видеокамеры были получены теневые изображения пузырькового течения, при обработке которых измерялись размеры пузырей. Выдержка во время съемок варьировалась в пределах 1/16000–1/3200 с, частота кадров была 60 Гц.

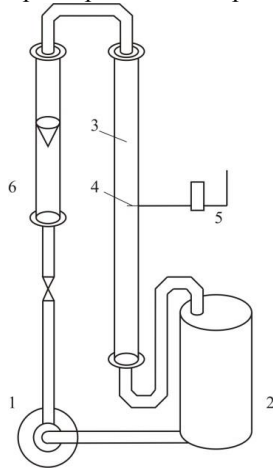


Рис.1 Схема установки

Для обработки изображений использовались стандартные средства пакета Matlab. Определялась площадь проекции пузырей на фронтальную плоскость видеокамеры. Диаметр пузыря d_0 определялся как диаметр окружности, эквивалентной по площади изображению объекта. При обработке данных проводилась фильтрация по верхнему порогу эксцентриситета эллиптических объектов 0.3. Эксцентриситет определялся, как отношение расстояния между фокусами эллипса и длины большой оси. Кроме того, отбрасывались изображения, не являющиеся выпуклыми, что позволило исключить из рассмотрения пузыри в момент их коалесценции и наложения изображений разных пузырей.

Погрешность измерения расходов газа и жидкости составляли 1.5 и 2 процента соответственно. Оценочная погрешность определения размеров пузырей составляла от 5% для маленьких пузырей, до 2% для больших, т.к. отношение длины окружности межфазной границы к площади теневого изображения, определяющее величину погрешности убывает с увеличением размера пузыря.

Зависимость размеров пузыря от параметров течения. Эксперимент проводился в опускном течении, при таком расположении капилляра, когда его кромка находится в центре канала. В работах [6, 8] было показано, что при такой конфигурации реализуются наиболее интересные режимы формирования пузырей, требующие более детального изучения. Рабочей жидкостью выступал глицерин, разогретый до температуры 70°C , 90°C , что соответствует вязкости 0.059 и 0.021 Па·с соответственно. При установленной температуре жидкости и ее расходе, производилась съемка течений с различными расходами газа.

Зависимости среднего диаметра пузырей d_0 от расхода газа Q_g при четырех различных среднерасходных скоростях U_l и температуре жидкости 70°C и 90°C представлены на рис.2

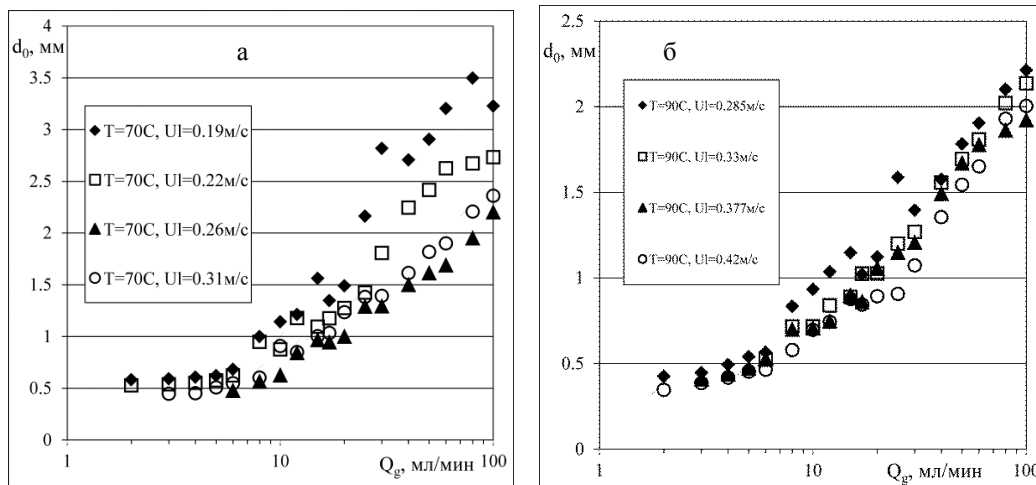


Рис.2 Зависимость среднего диаметра пузыря от расхода газа при температуре
а) $T=70^\circ\text{C}$; б) $T=90^\circ\text{C}$

Снижение расхода газа приводит к уменьшению размера генерируемых пузырей, но при достаточно малых расходах газа зависимость ослабевает и выходит на постоянное значение, соответствующее диаметру пузыря примерно 0.5 мм. Дальнейшее уменьшение расхода газа сказывается на частоте отрыва, а не на размере генерируемых пузырей. Так же в области малых расходов газа, когда реализуется одиночный режим отрыва пузыря и именно баланс сил является фактором, определяющим его отрывной диаметр, наблюдается тенденция к увеличению среднего размера пузырей с уменьшением температуры и скорости жидкости. При больших расходах газа реализуются более сложные режимы отрыва и такой тенденции в явном виде не наблюдается.

Режимы генерации пузырей. Как было показано выше, взаимосвязь размера пузырей со скоростью и температурой жидкости ведет себя предсказуемо только для маленьких расходов газа. Рассмотрим изображения, полученные в процессе эксперимента и соответствующие им режимы отрыва, что бы понять причину такого эффекта. При достаточно маленьких расходах газа (2 – 6 мл/мин) реализуется одиночный режим отрыва, когда пузырь, оторвавшийся от капилляра, слабо влияет на отрыв последующего (рис. 3 а.). Для такого режима характерен один ярко выраженный пик на гистограмме размеров (рис. 3 д.). Такие режимы наиболее пригодны для получения монодисперсных газожидкостных смесей. При увеличении расхода газа в потоке появляются пузыри двух различных размеров (рис. 3 б.). На рис. 3 е. видно, что дополнительный пик соответствует пузырям вдвое большего объема. Это дает основания утверждать, что большие пузыри возникают в результате коалесценции маленьких вблизи капилляра. При дальнейшем увеличении расхода газа доля крупных пузырей будет расти и в некоторых случаях течение может перейти опять в режим, для которого характерен только один ярко выраженный пик на гистограмме размеров (рис. 3 в, рис. 3 ж.). Но в этом случае, генерируемые пузыри будут не результатом одиночного отрыва, а продуктом коалесценции вблизи капилляра. При дальнейшем увеличении расхода газа, можно наблюдать более сложные режимы отрыва (рис. 3 г.). На гистограмме размеров пузырей в таких режимах можно обнаружить более двух ярко выраженных максимумов (рис. 3 з.).

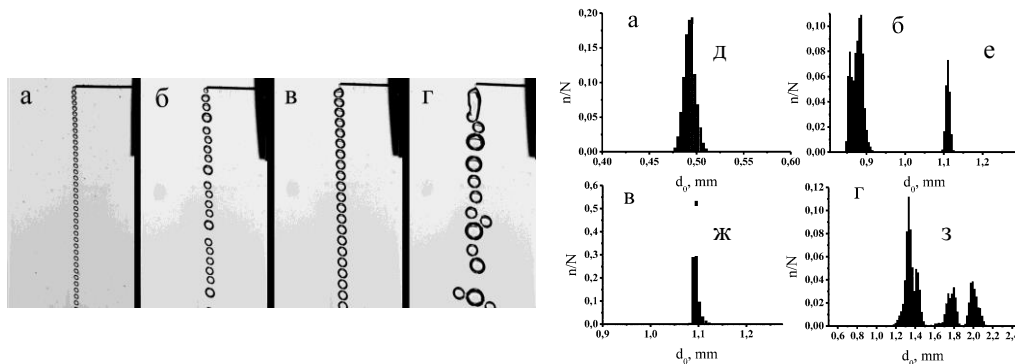


Рис.3 Изображения пузырьковых течений, и соответствующие им гистограммы размеров при различных параметрах;

- а) $T=90^{\circ}\text{C}$, $U_l=0.285\text{м/с}$, $Q_g=4\text{мл/мин}$; б) $T=70^{\circ}\text{C}$, $U_l=0.22\text{м/с}$, $Q_g=10\text{мл/мин}$; в) $T=70^{\circ}\text{C}$, $U_l=0.22\text{м/с}$, $Q_g=15\text{мл/мин}$; г) $T=70^{\circ}\text{C}$, $U_l=0.19\text{м/с}$, $Q_g=20\text{мл/мин}$; д) распределение по размерам для а; е) распределение по размерам для б; ж) распределение по размерам для в; з) распределение по размерам для г

Выводы: Проведено исследование процесса формирования газовых пузырей в потоке вязкой жидкости при вводе газа в центр канала через капилляр.

- Получены зависимости среднего диаметра пузырей от температуры и скорости жидкости, а так же от расхода газа
- Показано, что в режимах течения соответствующих одиночному отрыву пузыря уменьшение скорости и температуры жидкости приводит к увеличению объема пузырей.
- Показано, что форма гистограммы распределения пузырей по размерам качественно меняется после превышения некоторой величины расхода газа. Это связано с взаимодействием пузырей друг с другом
- Обнаружен ряд различных режимов отрыва пузыря. Найдены режимы наиболее пригодные для создания монодисперсной газожидкостной смеси.

Список литературы:

1. Jiakai Lu, Greta Tryggvason. Effect of bubble deformability in turbulent bubbly upflow in a vertical channel. // *Physics of Fluids* 20. 040701 (2008).
2. Liu Liu, Hongjie Yan, Guojian Zhao. Experimental studies on the shape and motion of air bubbles in viscous liquids // *Experimental Thermal and Fluid Science* 62 (2015) 109–121
3. Кутателадзе С.С., Стрыкович М.А. Гидравлика газожидкостных систем. // М.: Энергия, 1976, 296 с.
S.S. Kutateladze and M.A. Strikovich, *Hydraulics of gas-liquid systems*. Energiya, Moscow, 1976.
4. Hua Bai, Brian G. Thomas. Bubble formation during horizontal gas injection into downward-flowing liquid // *Metallurgical and materials transactions B*, Volume 32B, December 2001-1159
5. Marshall S.H., Chudachek M.W.; A Model for bubble formation from an orifice with liquid cross-flow. // *Chemical Engineering Science*, Vol. 48, No. 11, pp. 2049-2059, 1993.
6. Sina Ghaemi, Payam Rahim, David S. Nobes. The effect of gas-injector location on bubble formation in liquid cross flow. *Physics of Fluids* 22, 043305 (2010).
7. Henry K. Nagra, Y. Kamotani. Bubble formation from wall orifice in liquid cross-flow under low gravity // *Chemical Engineering Science* 55 (2000) 4653-4665
8. Воробьев М.А., Кашинский О.Н., Лобанов П.Д., Чинак А.В., Формирование мелкодисперсной газовой фазы в восходящем и опускающем потоке жидкости. // *МЖГ*. 2012. Т. 4. 75-81
Vorobyev M.A., Kashinskiy O.N., Lobanov P.D., Chinak A.V., Formation of the finely dispersed gas phase in upward and downward fluid flow. // *Mekhanika Zhidkosti I Gasa* 2012, Vol. 47, No. 4, pp. 75-81

Энергетический баланс теплогенератора

Горин Н.М.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет» (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@vstu.esu.ru

Новизна. Экспериментально-расчетным методом получен удельный показатель диссипации энергии для электродного теплогенератора, с помощью которого возможно определить пути повышения эффективности его работы.

Разработанный коэффициент позволяет определять и сравнивать эффективность энергопреобразования в разных устройствах диссипативного типа.

Цель. Определить все этапы преобразования энергии в электродном теплогенераторе и получить функциональную запись для многофакторного анализа электродного теплогенератора.

Актуальность. В связи с появлением на рынке множества разнообразных теплоэнергетических устройств разработка обобщенных показателей, позволяющих проводить оценку их энергопотребления и стоимости является весьма актуальной проблемой [1], [2].

Для исследований выбран источник генерации теплоты в лабораторно-вычислительном комплексе «децентрализованная система отопления с электродным теплогенератором».

Представим энергетический баланс исследуемой термодинамической структуры (рис. 1).

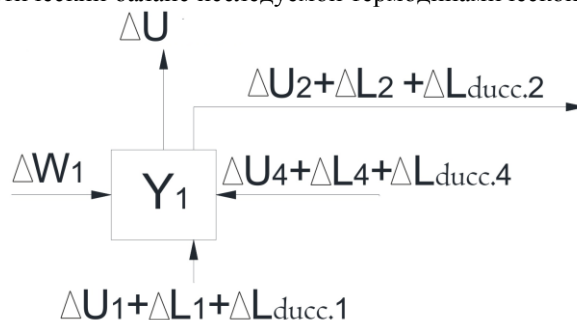


Рис. 1. Баланс климатообразующих потоков энергии в случае электротермомеханического способа отопления.

На рисунке 1: Y_1 – функционал теплогенератора; ΔW_1 – поступление электроэнергии в теплогенератор, которая определяется электронным измерителем мощности электрической энергии «Меркурий»; ΔU_i – потоки внутренней энергии теплоносителя; ΔL_i – потоки механической энергии теплоносителя; $\Delta L_{ducc.i}$ – потоки диссипации механической энергии теплоносителя; ΔU –

поступление теплоты от горячего источника в помещение с наружной поверхности теплогенератора.

Определим эффективность накопления энергии для электродного теплогенератора.

Организуем удельный показатель, который поможет охарактеризовать удельную диссипацию энергии $K_{y.э.с}$, Дж/°С из соображений [1], [2], формулой (1):

$$K_{y.э.с} = \Delta U / t_n, \quad (1)$$

где ΔU – поступление теплоты от горячего источника в помещение (2), Дж, t_n – температура наружной поверхности теплогенератора, °С.

$$\Delta U = \Delta U_{ducc.1} + \Delta U_{ducc.2}, \quad (2)$$

где $\Delta U_{ducc.1}$ – сумма диссипации механической энергии теплоносителя (3), Дж;

$\Delta U_{ducc.2}$ – потери тепловой энергии с поверхности теплогенератора в воздух помещения (4), Дж.

$$\Delta U_{ducc.1} = \sum \Delta L_{ducc.}, \quad (3)$$

где ΔL_{ducc} – потоки диссипации механической энергии теплоносителя, Дж.

$$\Delta U_{ducc.2} = S * q, \quad (4)$$

где S – площадь поверхности теплогенератора, м²; q – плотность тепловой энергии, Вт/м².

Плотность тепловой энергии определена экспериментально с помощью измерителя плотности теплового потока ИПП-2.

Используя (1-4) построим искомый функционал (1), связывающий все параметры задачи:

$$\mathbf{Y} = F(\mathbf{h}, \mathbf{v}) = [\Delta L_{ducc.1}, \Delta U_{ducc.1}, \Delta U_{ducc.2}] = F[(\mathbf{P}, \mathbf{t}, \mathbf{V}, \mathbf{I}, \mathbf{S}, \mathbf{U}), (\mathbf{S}, \mathbf{t}_n, \mathbf{q})] \quad (5)$$

где $\mathbf{Y}$ матрицы выходных, $\mathbf{h}$ – входных внешних и внутренних $\mathbf{v}$ параметров системы.

Экспериментальные исследования заключались в определении необходимых параметров для функционала (5). Было проведено 2 эксперимента, результаты представлены на рисунке 2. (Подпись)

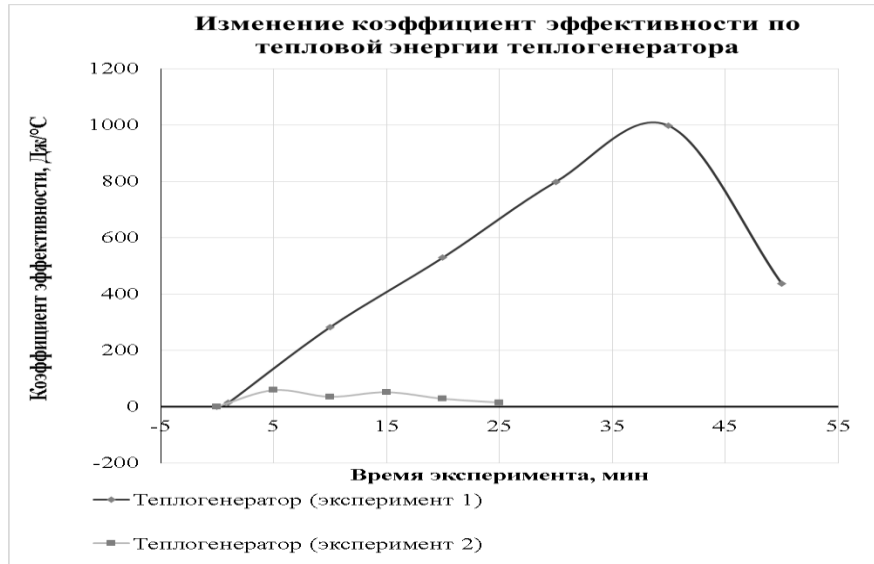


Рис. 2. Изменение удельных коэффициентов диссипации электродного теплогенератора при различных условиях проведения экспериментов.

На графике (рис.2) представлены функции удельных коэффициентов диссипации энергии в электродном теплогенераторе. Определены минимальные и максимальные параметры:

$$K_{y.э.с. (1)min} = 0 \text{ Дж/°С}$$

$$K_{y.э.с. (1)max} = 997,35 \text{ Дж/°С}$$

$$K_{y.э.с. (2)min} = 0 \text{ Дж/°С}$$

$$K_{y.э.с. (2)max} = 58,01 \text{ Дж/°С}$$

Первый эксперимент длился 50 минут, и его кривая достигает отметки 997,35 Дж/°С, время второго эксперимента 25 минут, его кривая 58,01 Дж/°С.

Выводы:

При проведении первого эксперимента, в работе было три электрода, а при проведении второго эксперимента – один электрод, из-за этого получилась такая разница в величине коэффициента эффективности.

Экспериментально-расчетным методом получен удельный показатель диссипации энергии для электродного теплогенератора, с помощью которого возможно определить пути повышения эффективности его работы.

Разработанный коэффициент позволяет определять и сравнивать эффективность энергопреобразования в разных устройствах диссипативного типа.

Список литературы:

1. Игонин, В.И. Особенности системного анализа энергетической установки через ее удельные характеристики / Н.В. Мнушкин, В.И. Игонин // Вестник МАНЭБ №4 (17) 2012г. -с.66—72.
2. В.И. Игонин Н.В. Мнушкин К выбору источника теплоты электротеплогидравлического типа. Энергоаудит зданий, сооружений и инженерных сетей. Научно-исследовательская работа в семестре. Методические указания. – Вологда: ВоГТУ, 2014. -90 стр., с ил.

Создание лабораторного стенда с тепловым насосом

Затёскин О.С., Мнушкин Н.В.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет» (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@vstu.esu.ru

Введение с 1 июля 2015 года актуализированных норм проектирования тепловой защиты зданий диктует необходимость в проведении исследования вторичного использования тепловых потоков уходящих газов для работы теплового насоса.

В настоящее время существует необходимость в тщательном исследовании уменьшения удельного показателя потребности в теплоте (относительно площади или объема) существующих и вновь строящихся зданий. При использовании в качестве источника тепловой энергии рекуперативной системы отопления, вентиляции и кондиционирования происходит удешевление эксплуатационных затрат зданий за счет минимизации диссипации энергии в окружающую среду. Поэтому данное исследование будет полезно теплоэнергетикам, который специализируется в расчете тепловой защиты здания, а также застройщикам, которые заинтересованы в привлечении покупателей квартир в зданиях с низким потреблением энергоресурсов.

На кафедре «Теплогазоснабжения и вентиляции» ВоГУ ведется работа, посвященная анализу условий энергосбережения в системах электрического отопления, кондиционирования и вентиляции с целью реализации (производство и продажа) современной продукции, предназначенной для создания микроклимата в помещениях зданий различного назначения, что обеспечит импортозамещение в Вологодской области и других регионах [1, 2].

В данной работе приведены основные результаты исследования приточно-вытяжной вентиляции с точки зрения ее эффективности. Система вентиляции состоит из множества элементов.

Возврат тепловой энергии возможен при выполнении рекуперация теплоты уходящих газов в представленной технологической системе. На рис.3.1 представлена схема установки приготовления приточного воздуха.

На рисунке 1: 1- теплоизвлекающий теплообменник (испаритель) «вытяжной воздух-фреон»; 2- теплоотдающий теплообменник (конденсатор) «фреон-приточный воздух»; 3- эжекционный доводчик «вода-воздух»; 4 – компрессор; 5- вентилятор вытяжного воздуха; 6- вентилятор приточного воздуха; 7 – циркуляционный насос; 8-дрессельное устройство; 9- четырехходовой клапан; 9- воздуховод загрязненного вытяжного воздуха в испаритель; 10 – воздуховод нагретого вытяжного воздуха; 11 – выброс отработанного вытяжного воздуха в окружающую среду; 12-контур хладагента; 13 – воздуховод приточного наружного воздуха до теплообменника 2; 14 – воздуховод приточного наружного воздуха после теплообменника 2; 15 – подающий трубопровод горячей воды в эжекционный доводчик из теплогенератора; 16 – обратный трубопровод охлажденной воды из эжекционного доводчика; 17 – подача нагретого приточного воздуха в помещение.

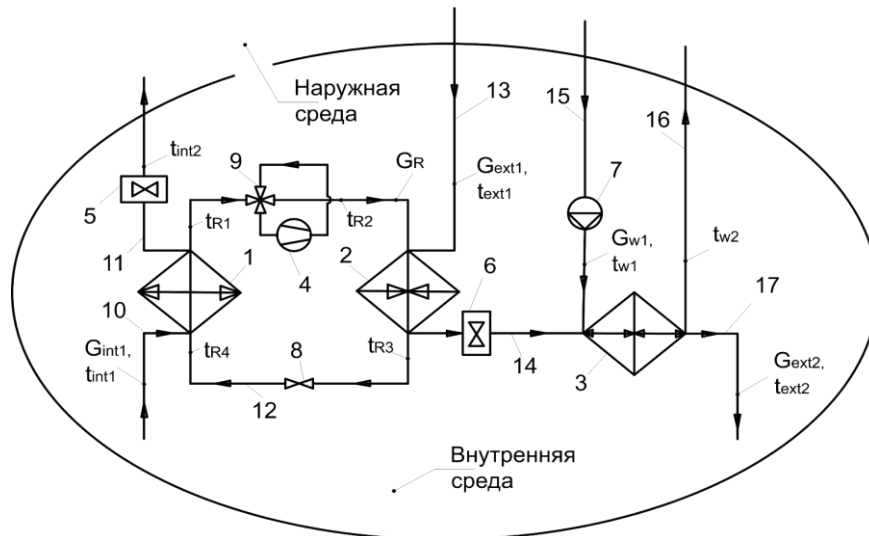


Рис. 1. Схема эффективной рекуперативной трансформации воздуха.

Данная технически организованная система синтезируется и рассчитывается для холодного расчётного периода года по методике [3]. Холодный период года выбран для Вологды. Расчетная температура холодного приточного воздуха -32°C .

Система утилизации работает следующим образом. После осуществления процесса утилизации в помещение подаётся воздух с расходом $200 \text{ м}^3/\text{ч}$, подогретый до температуры $+20^{\circ}\text{C}$.

Приточный воздух с температурой -32°C проходит теплообменник 10, где нагревается до температуры 20°C . Воздух вентилятором 4 прокачивается через теплообменники 10 и 15, и выбрасывается в помещение через воздухопровод 14. Вытяжной воздух вентилятором 3 забирается от бензо/дизельгенератора с помощью заборного устройства 6 с температурой 77°C и выбрасывается в окружающую среду, через выходное устройство 7. Расчётный расход воздуха в количестве $180 \text{ м}^3/\text{ч}$ (из расчета на три передвижных бытовки) выбрасывается в окружающую среду с температурой 4°C . Рекуперативная утилизация теплоты уходящих газов приточным осуществляется с помощью промежуточного контура с теплоносителем со свойствами антифриза. Антифриз прокачивается насосом 5 через теплообменники 8 и 10. Расход антифриза по расчёту составляет $127 \text{ кг}/\text{ч}$ с температурой теплоносителя $+5^{\circ}\text{C}$ на выходе из теплообменника 8. На выходе из теплообменника 10 температура теплоносителя равна -3°C . В будущем планируется сделать 2 контура с двумя промежуточными теплоносителями (антифризом и фреоном).

В подогревателях такого типа водяные эквиваленты (расходные теплоемкости воздушного и водяного теплоносителей) значительно отличаются. Поэтому поверхность со стороны воздуха увеличивают, за счёт этого выравниваются возможности теплообмена. В ребристых поверхностях 95% теплообмена идёт через рёбра и 5-10 % между рёбрами.

Теплоотдающие поверхности в стандартных калориферах типа КСК-3, КСК-4, оборудуют трубами со спирально набитым оребрением, количество рядов трубок по ходу воздуха может быть, как в 2, так и в 3 ряда.

Поверхности по ходу воздуха представляют блоки, которые могут собираться последовательно или параллельно, по воздуху, а также по водному теплоносителю. Выбор последовательного или параллельного соединения определяет гидравлическое сопротивление проектируемой системы. Потери давления и потери напора не должны превышать экономически целесообразных значений скоростей движущегося потока теплоносителя. Скорости обычно задаются из опыта, т.е. из экспериментальных данных. Поскольку с воздушной стороны мы имеем оребренную поверхность, то для учета свойств оребрения, в частности теплообмена, вводится понятие коэффициента эффективности ребра.

Эффективность теплообмена в теплообменном устройстве типа калорифера характеризуется термодинамическим показателем эффективности теплообмена, который считается для всех трех теплообменников по одному алгоритму [3]. Эта функция получена экспериментально, поэтому ее можно использовать только для данного типа теплообменных устройств.

В результате расчетов эффективность использования процесса утилизации составила $\Delta\epsilon_{\text{эфф}} = 49\%$. Это означает, что при использовании рекуперативной системы в здании расчетный удельный расход теплоты здания снижается на 49% по сравнению с нормативным, т.е. происходит уменьшение диссипации энергии из здания в окружающую среду.

В магистратуре планируется заказать теплообменники по параметрам, полученным в ходе подбора коэффициентов в уравнении коэффициента теплопередачи, собрать экспериментальный стенд, спроектировать и наладить работу системы автоматики.

В результате теплогидравлического расчета предлагаемой схемы утилизации воздуха [3] (при исследовании уменьшения расхождения по удельной производительности) получено уравнение для расчета коэффициента теплопередачи теплообменного устройства:

$$\kappa d = 25,3 \cdot \nu \rho^{0,97} \cdot W_a^{0,31} \quad (1)$$

Основные результаты расчета представлены в таблице 1.

Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные результаты расчета

№п/п	Наименование параметра	Усл. обозн.	Значение	Ед. изм.
1	Мощность 1-го теплообменника:	$Q_{г.у.}$	12958	кДж/ч
2	Температура на выходе из приточного т.о.	$t_{н2}$	17.1	°C
3	Расход антифриза	$G_{аф}$	127	кг/ч
4	Отношение теплоемкостей антифриза и теплоносителя	W	0.570	-
5	Показатель теплотехнической эффективности	Θ	0.862	-
6	Скорость движения антифриза	$v_{аф}$	0.0290	м/с
7	Суммарные потери давления в кольце для антифриза	$\Delta h_{аф}$	10.09	кПа
8	Затрачиваемая энергия на привод насоса	$N_{нас.}$	0.000377	кВт
9	Потеря от гидравлического сопротивления по воздуху	$\Delta P_{возд}$	0.386	Па
10	Затрачиваемая энергия на привод вытяжного вентилятора	$N_{выт.вент.}$	0.0000276	кВт
11	Затрачиваемая энергия на привод приточного вентилятора	$N_{пр.вент.}$	3.069E-05	кВт
12	Общая потребляемая мощность	$\sum N$	0.00043545 1	кВт
13	Сравнение затрат энергии на перекачку теплоносителя со всей выработанной энергией	K	8266.11	кВт(теплоты)/кВт(эл.эн)
14	Эффективность использования процесса утилизации	$\Delta\epsilon_{\text{эфф}}$	49	%
15	Сравнение количеств теплоты, требующейся для нагрева приточного воздуха до и после установки утилизации	$Kq_{\text{пн}}$	86.2	%

В данной статье представлены результаты исследования, посвященные разработке теплообменников в рекуперативной системе отопления, кондиционирования и вентиляции зданий различного назначения. Получена формула для определения коэффициента теплопередачи при условии минимизации невязки по удельной производительной характеристики.

Полученные результаты, изложенные в данной статье, будут использованы в дальнейшем для определения условий минимизации эксплуатационных затрат при использовании рекуперативных систем отопления, кондиционирования и вентиляции.

Список литературы:

1. Синицын, А.А. Проблемы энергосбережения в системе отопления и кондиционирования объектов индивидуального строительства. А.А. Синицын, А.П. Ильин, Н.В. Мнушкин. Поиск эффективных решений в процессе создания и реализации научных разработок в Российской авиационной и ракетно-космической промышленности: материалы международной научной конференции – Казань: КАИ, 2014. – Т. 3. – С. 650-652.
2. Игонин, В.И. Иллюстративность неравновесной динамики моделирования энергетических систем с диссипативными составляющими. Журнал "Современные наукоёмкие технологии". – 2015. – №1 (часть 1). – С. 23-30.
3. Варфоломеев, Ю.М. Отопление и тепловые сети: Учебник/ Варфоломеев Ю.М., Кокорин О.Я./ – М.: ИНФРА-М, 2010. – 480 с.

Проблема выбора материала теплообменных труб парогенераторов АЭС*Кутаев Г.А.**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
grigoriy19@mail.com*

Важнейшим элементом АЭС с реакторами с водой под давлением (ВВЭР и PWR) являются парогенераторы (ПГ), выдающие пар на турбину для выработки электроэнергии.

Конструктивно парогенераторы представляют корпусные сосуды с несколькими тысячами труб. Теплоноситель первого контура проходит внутри теплообменных труб и нагревает воду до образования пара.

ПГ является барьером между первым радиоактивным контуром и водо-паровой средой, имеющей контакт с окружающим пространством, в связи с чем этот барьер должен быть надёжным.

Для того чтобы тонкостенные теплообменные трубы (ТОТ) парогенератора исполняли функции этого эффективного барьера, они не должны иметь больших или сквозных дефектов.

Выбор материала ТОТ, соответствующего требованиям надёжности и экономичности, – один из основных критериев для обеспечения их надёжной работы.

Зарубежный опыт

На первых порах и в СССР, и в США использовались похожие материалы для производства ПГ – нержавеющие стали. Однако, столкнувшись с трудностями при применении нержавеющей стали SS304, американские специалисты приняли решение о переходе на сплав 600МА. Они посчитали, что высоконикелевый сплав окажется коррозионностойким. Однако, начиная с 1980 года, на АЭС Соединённых Штатов и других стран, построенных по американским проектам, пошла череда замен ПГ.[1]

За рубежом был проведен огромный объём НИОКР, который на несколько порядков превышает сделанное в России. Так на данный момент для изготовления труб парогенераторов конкуренты применяют легированные стальные сплавы 690ТТ, 800, 800Н и 800НТ.

Однако количество глушений трубок на зарубежных АЭС остается на порядок выше, что отчасти вызвано жесткими условиями работы в вертикальных ПГ.

Водно-химический режим

Как показывает опыт эксплуатации, основным фактором, влияющим на работоспособность трубчатки, является водно-химический режим. Поэтому наблюдаются значительные различия фактического состояния трубки парогенераторов разных энергоблоков, в отдельных

случаях даже в пределах одного энергоблока. Следует отметить, что в проектах АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 первого поколения выбор конструкционных материалов оборудования и трубопроводов второго контура (наличие медьсодержащих сплавов), систем очистки и водоподготовки основывался на опыте тепловой энергетики, что, в конечном итоге, негативно отразилось на надёжности работы парогенераторов. По мере накопления опыта эксплуатации на АЭС с ВВЭР, с учетом анализа ведения водно-химического режима на зарубежных

АЭС с PWR, отечественные нормы водно-химического режима пересматривались как в сторону уменьшения содержания коррозионно-активных примесей в питательной и продувочной воде, так и введения ограничений по дополнительным показателям (например, сульфат-ионам).

Наличие во втором контуре медьсодержащих материалов (конденсаторы турбин, подогреватели низкого давления, бойлеры) не позволяет также повысить рН питательной воды выше 9,2 для минимизации выноса продуктов коррозии железа из конденсатно-питательного

тракта. На большинстве АЭС с PWR величина рН питательной воды составляет 9,4-9,8, фактическое содержание железа – менее 5 мкг/кг.

На зарубежных АЭС с PWR трубные системы конденсаторов выполнены из титановых сплавов и протечки фактически отсутствуют, т.е. не превышают 0,05 л/ч. Это позволяет нормировать и поддерживать величину содержания хлоридов, сульфатов и натрия в продувочной воде не более 20 мкг/кг. [1]

Современные разработки

Одним из кардинальных путей увеличения ресурса парогенераторов является применение для теплообменных труб материалов, обладающих значительно большей стойкостью против хлоридного коррозионного растрескивания в эксплуатационных условиях по сравнению с применяемой в настоящее время сталью.

Принятая в качестве перспективного материала сталь 03X21H32M3Б-ВИ (ЧС-33, ЭП 864) в связи с повышенным содержанием никеля ($\geq 32\%$) обладает существенно большим иммунитетом против коррозионного растрескивания. Низкая концентрация углерода позволяет обеспечить стали стойкость против МКК при содержании ниобия 0,9-1,2% в широком диапазоне температур провоцирующего нагрева, а легирование молибденом – повышенную стойкость против питтинговой коррозии в условиях подшламовой коррозии.

Зарубежными аналогами стали ЧС-33 являются стали типа 1.4558 марок DMV 800 (L, H) и 2.4858 марки DMV 825.

Проведенные в центральном научно-исследовательском институте конструкционных материалов (ЦНИИКМ) «Прометей» испытания в кипящем 42%-ном растворе $MgCl_2$ при температуре 154°C показывают возможность значительного повышения стойкости против коррозионного растрескивания теплообменных труб парогенераторов в случае использования для их изготовления стали ЧС-33. Разрушение образцов из этой стали проходило при значительно больших нагрузках по сравнению со сталью 08X18H10T и в течение более длительного периода нагружения в указанных условиях, а при напряжениях до 350 МПа образцы большей частью не разрушались.

В ЦНИИТМАШе также экспериментально подтверждена большая стойкость ЧС-33 против задержанного деформационного коррозионного растрескивания и хлоридного коррозионного растрескивания по сравнению со сталью 08X18H10T.[4]

На данный момент ЧС-33 рассматривается как возможный материал ТОТ для перспективного ПГВ-1600. Преимущества данного материала дают возможность практически полностью избежать глушения ТОТ, уменьшить их толщину до 1,2 мм и, как следствие, увеличить коэффициент теплопередачи.[1]

Так как ПГВ-1600 на настоящее время находится в разработке, то некоторые необходимые для расчёта характеристики неизвестны, однако, используя методику, представленную в [2], можно рассчитать изменение коэффициента теплопередачи находящегося в эксплуатации ПГВ-1000 при применении в качестве материала ТОТ стали ЧС-33.

С достаточной степенью точности (погрешность расчета менее 4%) коэффициент теплопередачи:

$$K = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_1} + R_{ct} + \frac{1}{\alpha_2}\right)} \quad (1)$$

где $R_{ct} = \frac{\delta_{ct}}{\lambda_m}$ - термическое сопротивление стенки трубы ($m^2 \cdot K / kVt$); α_1 - коэффициент

теплоотдачи со стороны теплоносителя, рассчитывается по эмпирическим зависимостям для случая течения однофазной среды в трубах ($kVt / m^2 \cdot K$); α_2 - коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к рабочему телу ($m^2 \cdot K / kVt$).

Результаты расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1. Коэффициент теплопередачи

Материал ТОТ	Коэффициент теплопередачи, K ($kVt / m^2 \cdot K$)
08X18H10T ($\delta_{ct}=1,5$ мм)	6,2
ЧС-33 ($\delta_{ct}=1,2$ мм)	7,05

Коэффициент теплопередачи связан с площадью теплопередающей поверхности и тепловой мощностью уравнением теплопередачи:

$$Q = KS\Delta t_{cp}. \quad (2)$$

где S – площадь теплопередающей поверхности (м^2); Δt_{cp} – температурный напор ($^{\circ}\text{C}$); K – коэффициент теплопередачи; Q – тепловая мощность (кВт).

Используя уравнение теплопередачи, можно сделать вывод, что замена материала ТОТ на сталь ЧС-33 дает возможность увеличить тепловую мощность ПГ или при той же мощности уменьшить количество ТОТ на 11%, что приведет к снижению веса ПГ.

Однако, в связи с высокой стоимостью, сталь ЧС-33 пока не находит широкого промышленного применения. В то же время, из ее аналогов за рубежом изготавливают оборудование, работающее с водой высоких параметров, а также различного рода подогреватели, теплообменники, конденсаторы пара.

Заключение

В ПГ вливается полторы тысячи тонн воды в час, а выливается в двести раз меньше. Всё остальное выходит в виде пара. В этих условиях ПГ превращается в настоящую коррозионную машину, где все загрязнения упариваются и концентрируются. При этом возникает отдельная проблема их вывода. Поэтому серьезной проблемой при выборе материала ТОТ является его коррозионная устойчивость при достаточной экономичности. [1]

Для изучения процессов, идущих в ПГ, применяют целый набор научных дисциплин. Это теплообмен, гидродинамика, механические дисциплины, сопромат, материаловедение, химия (включая электрохимию), математическая статистика и многие другие. Основой для их расчетов являются материалы, правильный выбор которых является необходимым для обеспечения надежной экономической работы парогенератора и, как следствие, АЭС в целом.

Список литературы:

1. Трунов Н.Б., Лукасевич Б.И., Сотсков В.В., Харченко С.А. прошлое и будущее горизонтальных парогенераторов // gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/seminar7/documents/f55
2. Зубченко А.С., Харина И.Л. Коррозионное растрескивание аустенитных хромоникелевых сталей // Вопросы атомной науки и техники, Научно-технический сборник, Выпуск 23 Реакторные установки с ВВЭР // <http://gidropress.podolsk.ru/files/vant/vant23.pdf>

Эффективность работы теплогенератора

Кузнецов Е.А.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет» (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@vstu.esu.ru

Основное назначение любой системы теплоснабжения состоит в обеспечении потребителей необходимым количеством теплоты требуемого качества (т.е. теплоносителем требуемых параметров).

В зависимости от размещения источника теплоты по отношению к потребителям системы теплоснабжения разделяются на централизованные и децентрализованные.

В децентрализованных системах источник теплоты и теплоприемники потребителей либо совмещены в одном агрегате, либо размещены столь близко, что сильно уменьшаются потери, связанные с транспортировкой теплоносителя. То есть децентрализованные системы теплоснабжения не требуют протяженных теплотрасс по сравнению с централизованным отоплением. Следовательно, задача совершенствования систем децентрализованного отопления, остаётся актуальной по сей день.

Целью данной работы является расчетно-экспериментальное определение количества тепловой энергии с наружной поверхности теплогенератора и конвектора на лабораторно-вычислительном комплексе «децентрализованная система теплоснабжения с электродным источником теплоты» (рис.1).

Вычисление значения тепловых энергий на наружных поверхностях теплообмена в теплогенераторе и конвекторе необходимы для определения коэффициентов эффективности по тепловой энергии.

В связи с выходом на рынок множества генераторов теплоты, работающих от электричества, вопрос об оценке их энергоэффективности в настоящий момент является актуальным.

Состав исследуемой системы отопления (первичная реальность) и измерительные приборы, используемые в эксперименте. Получение экспериментальных данных о состоянии горячего (ТГ) и холодного (К) источников теплоты осуществляется пирометром, контактным термометром, измерителем плотности теплового потока и системой «термопара-АЦП-компьютер».

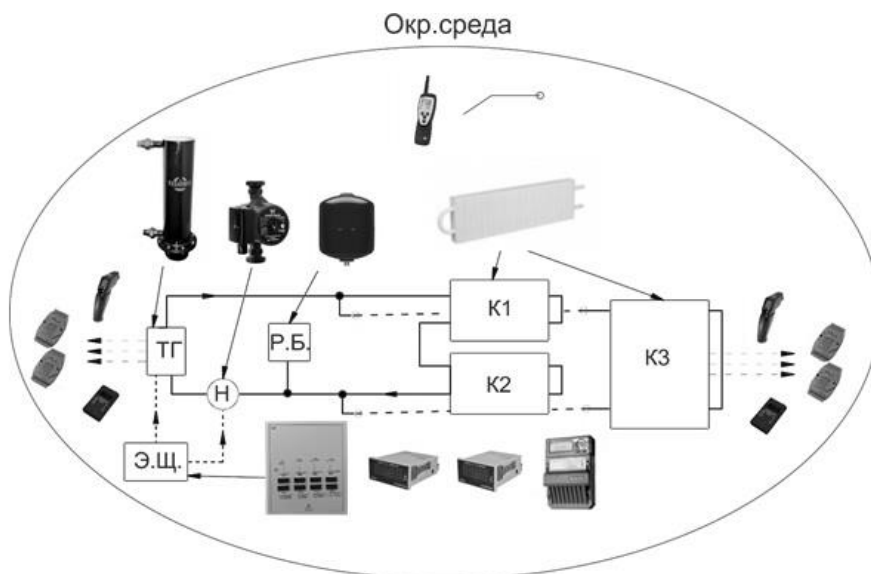


Рис. 1. Основные блоки источника энергии в виде лабораторно-вычислительного стенда «Децентрализованная система отопления с электродным источником теплоты».

ТГ – преобразователь электрической энергии в тепловую энергию теплоносителя в виде электродного теплогенератора (горячий источник); К – холодный источник в виде конвекторов марки «Комфорт»; Н – электрический насос марки Grundfos; Р.Б. – расширительный бак; Э.Щ. – электрический щит.

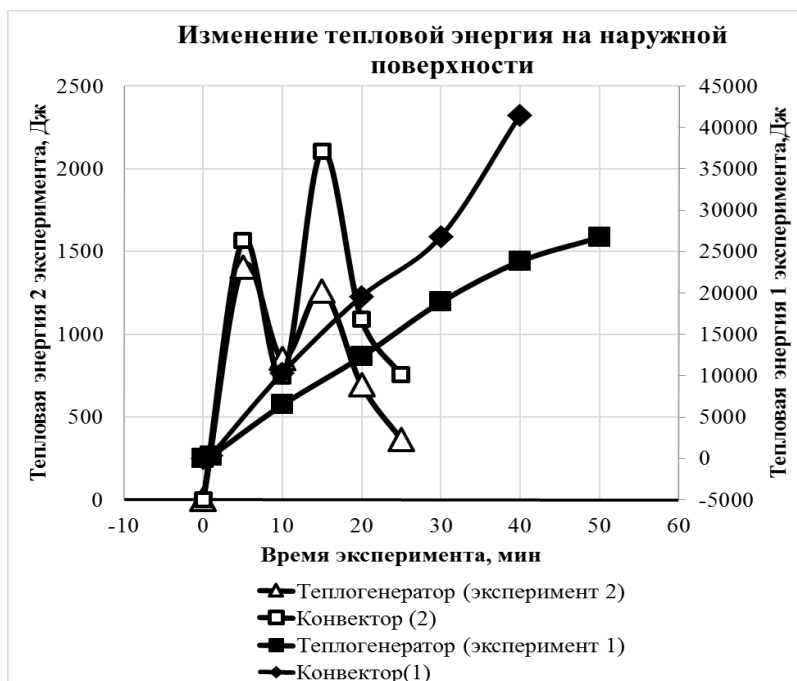


Рис. 2. Основные результаты расчета выделяющейся в помещение тепловой энергии лабораторно-вычислительного стенда «Децентрализованная система отопления с электродным источником теплоты».

Нагрев воздуха в помещении осуществляется посредством теплопередачи через корпус электродного теплогенератора и конвектора (теплопередача от поверхности тепловой сети не учитывается). Поток тепловой энергии определяется расчетно-экспериментальным методом с использованием измерителя плотности теплового потока ИПП-2. Температура на наружной поверхности измерялась с помощью пирометра Testo 830. Измерения продолжались на протяжении всего эксперимента в течении 50 минут каждые 10 минут в первом эксперименте, и 25 минут каждые 5 минут во втором эксперименте. Электрический насос «Grundfos UPS 25-60 180» в процессе первого и второго экспериментов работал на первом и третьем скоростных режимах соответственно. Изначальное избыточное давление теплоносителя в системе составляло 0,1 МПа. Перепад давления фиксируется механическими манометрами, установленными в 5 точках системы отопления.

Нагрев рабочего тела осуществлялся периодически. В промежутках фиксировался спад волны исследуемого процесса при естественном охлаждении.

Численные результаты расчетов эксперимента представлены в графическом виде (рис. 2).

На рисунке 2 изображены зависимости выделяющейся тепловой энергии от системы в помещении. В первом эксперименте (левая вертикальная ось) работает 1 тепловыделяющий элемент, во втором (правая вертикальная ось) -3. Опытные данные температур полученные с поверхности теплогенератора и конвектора во втором эксперименте примерно в 2 раза больше чем в первом, что свидетельствует о более эффективном использовании 3-х электродов по сравнению с одним.

Выводы и результаты.

В данной работе определены значения тепловой энергии для дальнейшего нахождения удельного коэффициента диссипации энергии.

Были проведены 2 эксперимента в первом эксперименте работал 1 тепловыделяющий элемент, во втором - 3. Опытные данные температур полученные с поверхности теплогенератора и конвектора во втором эксперименте в 2 раза больше чем в первом, что свидетельствует о более эффективном использовании трех тепловыделяющих элементов по сравнению с одним.

Дальнейшие исследования необходимо проводить с целью изучения экономически выгодного режима работы тепловыделяющих элементов в электродном теплогенераторе, одним из которых является импульсная подача электрической энергии.

Список литературы

1. Игонин, В.И. Иллюстративность неравновесной динамики моделирования энергетических систем с диссипативными составляющими. В.И. Игонин Н.В. Мнушкин. Журнал "Современные наукоемкие технологии". – 2015. – №1 (часть 1). – С. 23-30.

Эффективность вторичного использования теплоты дымовых газов

Литвиненко Е.А.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет» (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@vstu.esu.ru

Введение с 1 июля 2015 года актуализированных норм проектирования тепловой защиты зданий диктует необходимость в проведении исследования вторичного использования тепловых потоков уходящих газов для работы теплового насоса.

В настоящее время существует необходимость в тщательном исследовании уменьшения удельного показателя потребности в теплоте (относительно площади или объема) существующих и вновь строящихся зданий. При использовании в качестве источника тепловой энергии рекуперативной системы отопления, вентиляции и кондиционирования происходит удешевление эксплуатационных затрат зданий за счет минимизации диссипации энергии в окружающую среду. Поэтому данное исследование будет полезно теплоэнергетикам, который специализируется в расчете тепловой защиты здания, а также застройщикам, которые заинтересованы в привлечении покупателей квартир в зданиях с низким потреблением энергоресурсов.

На кафедре «Теплогазоснабжения и вентиляции» ВоГУ ведется работа, посвященная анализу условий энергосбережения в системах электрического отопления, кондиционирования и вентиляции с целью реализации (производство и продажа) современной продукции, предназначенной для создания микроклимата в помещениях зданий различного назначения, что обеспечит импортозамещение в Вологодской области и других регионах [1, 2].

Данная статья посвящена представлению результатов экспериментального определения основных параметров уходящих газов бензо- и дизельгенератора.

Произведен эксперимент и определены параметры уходящих газов от бензогенератора Honda GX 390 и дизельгенератора TS 400 SC/sxc.

Экспериментально определены скорость и температура уходящих газов (см. табл.1). Эксперимент проводился в течении первых пяти минут. Замеры производились с помощью пирометра Testo 830T-1 и термоанемометра Testo 425. Диаметр дымовых труб 0.07м.

Таблица 1. Экспериментальные данные

	τ , мин	Бензогенератор Gx-390-2		Дизельгенератор Mosa TS 400 SC/sxc	
		v , м/с	t , °C	v , м/с	t , °C
Экспериментальные данные	1	4.2	50	12.6	26
	2	11.9	65	12.6	30.5
	3	14.8	68	12.9	34.5
	4	15.1	70	13.1	40.1
	5	26.3	74	15.2	43
Экспертная оценка	6	35	80	17	45
	7	40	85	19	47
	8	50	90	21	49
	9	52	95	25	50
	10	55	100	30	52
Средняя величина параметра (Эксперимент)		14.46	65.4	13.28	34.82
Средняя величина параметра (экспертная)		30.43	77.7	17.84	41.71

В таблице 1 приведены экспериментальные данные, а также экспертная оценка возможности работы бензо и дизельгенераторов, которая дана в связи с маленьким диапазоном допустимых измеряемых величин с помощью прибора. На рисунках 1-4 представлены данные в графическом виде.

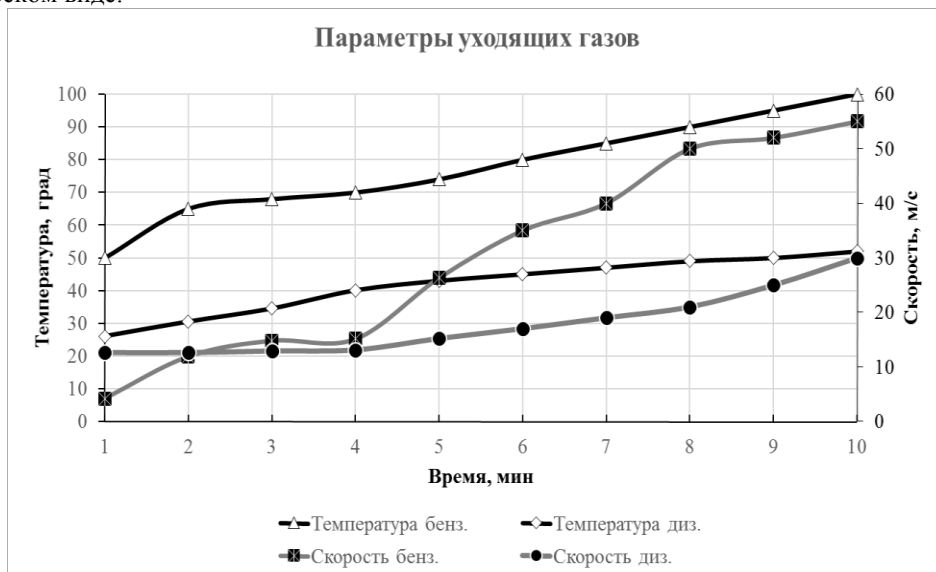


Рис. 2. Экспериментальные температуры и скорости уходящих газов бензогенератора GX-390-2 и дизельгенератор TS 400 SC/sxc.

В процессе эксперимента были определены скорость и температура уходящих газов от бензо- и дизельгенераторов. На графике (рис. 2) изображены экспериментальные зависимости и предполагаемые увеличения скоростей и температур на основании экспертной оценки, т.к. возможности измерительного прибора термоанемометра Testo 625 ограничены по диапазону измеряемых величин.

Данные о работе бензо- и дизельгенератора, полученные в натурных условиях используются для оценки эффективности использования системы рекуперации и теплового насоса для создания микроклимата в частном доме. В ходе расчета определено изменение годовой потребности в теплоте на нагрев вентиляционной нормы наружного воздуха в здании (рис. 3).



Рис. 3. Снижение потребности в теплоте на нагрев приточного воздуха.

На рисунке 3 изображено снижение потребности в теплоте на нагрев приточного свежего воздуха в течении года для частного дома. Из рисунка 3 видно, что при использовании системы рекуперации эффективность работы системы отопления и вентиляции частного дома повышается на 80%.

Применение рекуперативных систем отопления, кондиционирования и вентиляции позволяет сберечь энергию и ресурсы, снижать диссипацию энергии из здания в окружающую среду до 90 % и за счет этого присваивать зданиям класс энергетической эффективности A++.

Таким образом исследования, посвященные энергосбережению и повышению комфорта в помещениях, имеют острую необходимость.

Полученные результаты, изложенные в данной статье, будут использованы в дальнейшем для определения условий минимизации эксплуатационных затрат при использовании рекуперативных систем отопления, кондиционирования и вентиляции.

Список литературы:

1. Сеницын, А.А. Проблемы энергосбережения в системе отопления и кондиционирования объектов индивидуального строительства. А.А. Сеницын, А.П. Ильин, Н.В. Мнушкин. Поиск эффективных решений в процессе создания и реализации научных разработок в Российской авиационной и ракетно-космической промышленности: материалы международной научной конференции – Казань: КАИ, 2014. – Т. 3. – С. 650-652.
2. Игонин, В.И. Иллюстративность неравновесной динамики моделирования энергетических систем с диссипативными составляющими. Журнал "Современные наукоёмкие технологии". – 2015. – №1 (часть 1). – С. 23-30.

Низкотемпературное теплоснабжение**Муратбеков Э.М., Матвеев А.С.***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск**E-mail: erki.muratbekov@mail.ru*

На сегодняшний день все больше исследователей сходятся во мнении, что температуру теплоносителя следует понижать. Эта тенденция объясняется сложностью поддержания температуры подаваемой воды на заданном уровне. Кроме того температурный график 150–70 °С не всегда является эффективным. Получение и поддержание высокой температуры в подающем трубопроводе труднодостижимо. Для этого требуется большее количество топлива, что в современных условиях обходится дорого, а также идеальное состояние трубопроводов для сохранения заданной температуры при транспортировке [1]. В связи с вышеизложенным актуальным вариантом обогрева помещений могут стать отапливаемые полы на низкотемпературном теплоснабжении. Отапливаемые полы – это полноценная система отопления, альтернатива классической радиаторной системе отопления. В общей сложности, теплоотдача, приходящаяся на каждый градус разницы между средней температурой поверхности пола и температурой в комнате, равна 11,5 Вт/м². Это означает, что для поддержания температуры в помещении 20°С при отопительной нагрузке 50 Вт/м² температура поверхности пола должна быть на 4,5°С выше температуры в комнате [2]. Равномерное распределения тепла, помимо комфорта, позволяет использовать более низкие температуры. Температура воздуха в комнате может быть снижена на 2°С по сравнению с радиаторами, без изменения в ощущении тепла человеком. Снижения температуры на 2°С обеспечивает около 12% сбережения энергии для пользователя. Температура теплоносителя в водяных теплых полах составляет 30-50°С в зависимости от применяемых покрытий пола, типа укладки труб, теплопотерь помещения и требуемой тепловой нагрузки.

По предварительным подсчетам потери теплоносителя с температурой 70°С через неизолированный теплопровод на 44-52 % ниже, чем потери того же количества теплоносителя с температурой 150°С через трубопровод с таким же диаметром. При использовании теплоносителя с пониженной температурой также уменьшается износ тепловых сетей и оборудования из-за сокращения разности температуры теплоносителя и наружного воздуха. И понижаются тепловые потери q с единичной длины трубопровода, что наглядно показывает рисунок 1 – отношения тепловых потерь к полной тепловой нагрузке Q (потери понижаются с повышением наружной температуры, кривые соответствуют температурам интервала -30...0°С с шагом 10°С) [1].

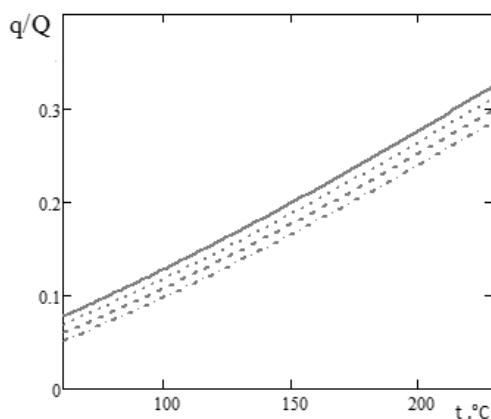


Рис. 1. Кривые удельных тепловых потерь от температуры

При уменьшении температуры теплоносителя уменьшаются тепловые потери, что положительно сказывается как на потребителей, так и на теплоснабжении в целом.

Следующим достоинством является уменьшение толщины тепловой изоляции, в результате снижения разности температур наружного воздуха и теплоносителя (см. рис. 2, а) [1].

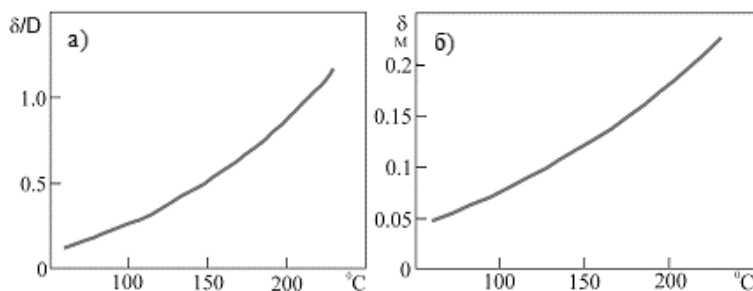


Рис. 2. Кривые изменения толщины изоляции в относительных единицах измерения (а) и в абсолютных (б)

Из последнего графика видно, что при превышении температуры теплоносителя больше 213°C толщина изоляции превысит диаметр трубы, что является недопустимым (рис. 2, б) [1]. Также расчетное тепловое удлинение труб с температурой теплоносителя в 70°C сократится на 43%, что позволит облегчить расчет и монтаж компенсаторов, а также уменьшить их размеры [3].

Наряду со снижением тепловых потерь, износа оборудования и повышения эффективности теплофикации, пониженные параметры теплоносителя, в случае установки стеклопакетов, могут сохранить комфортные условия в помещениях. Что приведет к целесообразности использования отапливаемых полов. Так как благодаря обширной теплоотдающей поверхности возрастает количество излучаемого тепла по сравнению с теплом, распространяемым потоками воздуха. Излучение, в отличие от конвекции (движения воздуха), немедленно распространяет тепло к окружающим поверхностям, обеспечивая, таким образом, более равномерное горизонтальное и вертикальное распределение тепла в помещении. Поскольку при напольном отоплении основной прогрев воздуха происходит в зоне нахождения людей, то в зданиях с высокими потолками и большим объемом теплые полы наиболее эффективны. При этом расход энергии определяется реальными потребностями. Это также могут быть: производственные помещения, торговые и складские комплексы; спортивные залы; пассажирские транспортные терминалы и другие, где можно использовать в замен регистров из гладких труб, которые использовались часто в производственных помещениях. Это позволяет не только оптимально использовать все внутреннее пространство помещений, но и предоставляет свободу в архитектуре и дизайне.

Из вышеперечисленного можно сделать вывод о том, что на сегодняшний день существует необходимость детального исследования низкотемпературных систем теплоснабжения. Нужно провести точные расчеты, подтвердив их натурными экспериментами, для оценки изменения всех параметров сетей и экономической целесообразности перевода систем на низкотемпературные режимы и системы. Также в результате этих расчетов и экспериментов необходимо определить, какой именно низкотемпературный график теплоснабжения является наиболее подходящим с точки зрения улучшения состояния энергетической эффективности теплоснабжения в целом и повышения комфорта в зданиях и уменьшения затрат.

Список литературы:

1. Авдолимов Е.М. Реконструкция водяных тепловых сетей. – М.: Стройиздат, 1990. – 304 с.
2. Махов Л.М. О выборе отопительных приборов и параметров теплоносителя в современной системе водяного отопления. – Труды VII съезда АВОК, 2000. С.112-115
3. Реутов Б.Ф., Наумов А.Л., Семенов В.Г. и др. Национальный доклад. Теплоснабжение РФ. Пути выхода из кризиса. – М., 2001.

Неоптимальные условия горения в тангенциальной вихревой камере

Назаров А.В., Литвинов И.В.

Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

E-mail: aydar15@gmail.com

Развитие вихревых устройств позволило организовать процесс сгорания газообразных топлив в широком диапазоне мощностей [1]. Главным недостатком сгорания обеднённой смеси в вихревых горелочных устройствах является высокая чувствительность к различным

неустойчивостям [2,3]. Здесь можно выделить два типа: прецессия вихревого ядра, имеющая гидродинамическую природу, а также термоакустические колебания, вызванные взаимодействием потока с акустическими волнами внутри вихревого устройства. Генерация сильных пульсаций в потоке может привести к поломке горелочного устройства. Таким образом, чтобы увеличить срок службы и эффективность устройства, необходимо тщательно изучать природу возникающих пульсаций и уметь их предсказывать.

В работе использовалось тангенциальное горелочное устройство, аналогично описанному в [2], выполненное из дюрала и нержавеющей стали. Расчетный режим горелки 100 кВт, но в данной работе использовалось около 10% мощности горелки. Процесс горения происходил на выходе из сопла камеры, диаметром $D=30$ мм и конструктивным параметром крутки $S=1.4$, определенным по работе [3]. В качестве безразмерных определяющих параметров, использовались число Рейнольдса, построенное по расходу $Q_{\text{воздух}}$, и вязкости воздуха $\nu_{\text{воздух}}$, и коэффициент стехиометрии ϕ , характеризующий отношения объемных расходов пропана и воздуха от стехиометрической смеси и имеющий следующую зависимость от расходов воздуха $Q_{\text{воздух}}$ и пропана $Q_{\text{пропан}}$:

$$Re = \frac{4Q_{\text{воздух}}}{\pi D \nu_{\text{воздух}}}, \quad \phi = 24.13 \frac{Q_{\text{пропан}}}{Q_{\text{воздух}}}$$

Для измерения амплитудно-частотных характеристик пламени использовалась пара акустических датчиков, помещенных диаметрально друг другу на срезе сопла. Известно, что в случае изотермического потока частота основной гармоники в спектре пульсаций давления или частота ПВЯ линейно возрастает при увеличении расхода воздуха [2].

В присутствии пламени частота основной гармоники пропала, и пламя принимало 3 вида (рис.1). Первый случай представляет собой V-образное пламя с высокой устойчивостью в широких пределах. Второй случай был переходный случай акустического пламени, который свидетельствовал о переходе пламени в другой режим. Пламя вызвало сильные звуковые колебания, интенсивность которых была выше случая изотермического потока. Третий случай можно было добиться только после проскака пламени внутрь горелочного устройства. Данный режим был крайне нежелательным, так как вызывал сильный разогрев дюралевого корпуса горелки. Четвертая спектральная кривая представляет собой изотермический случай при том же расходе воздуха.

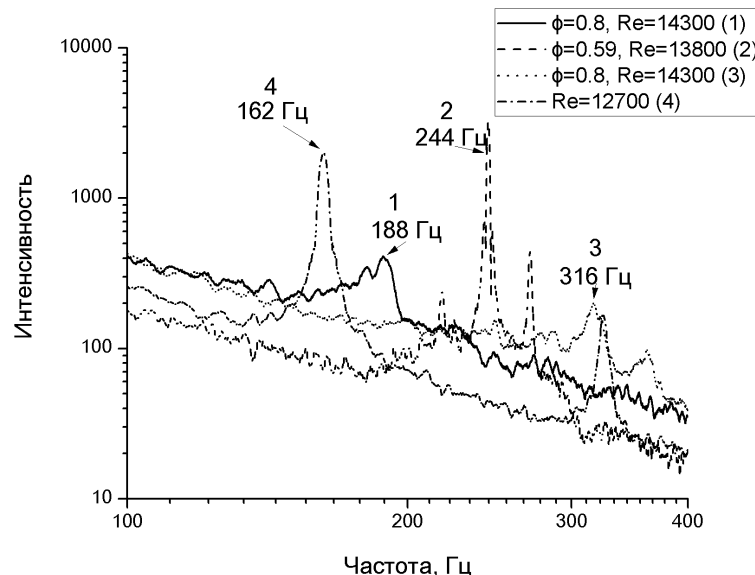


Рис. 1. Энергетических спектров пульсаций давления при условиях $S=1.4$, $U_0=6.5$ м/сек.

Было решено глубже изучить второй вид пламени, так как он вызывал довольно сильный звуковой тон, который не связан с образованием ПВЯ, к тому же в данном режиме усиливался теплообмен со стенками, возникали проскаки и срыв пламени. Режим существовал в довольно

ограниченном пределе, при $9300 < Re < 18300$ и $\phi \approx 0.6$ для сопла 30 мм и обычно являлся переходным режимом между V-образным пламенем и горением внутри закручивающего устройства горелки.

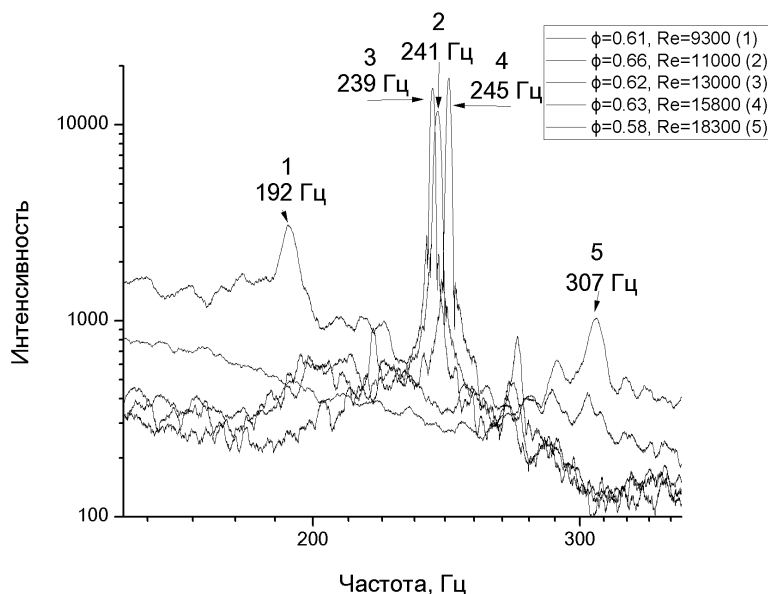


Рис. 2. Энергетических спектров пульсаций давления акустического пламени при условиях $S=1.4$, $U_0=6.5$ м/сек.

На рисунке 2 приведены спектры пульсаций давления для режимов с акустическим резонансом при варьировании Re . Как видно по спектральным кривым, режимы ярко выраженного резонанса лежат в пределах $11000 < Re < 15800$, а крайние режимы уже схожи с режимами V-образного пламени (1) и горения внутри (5).

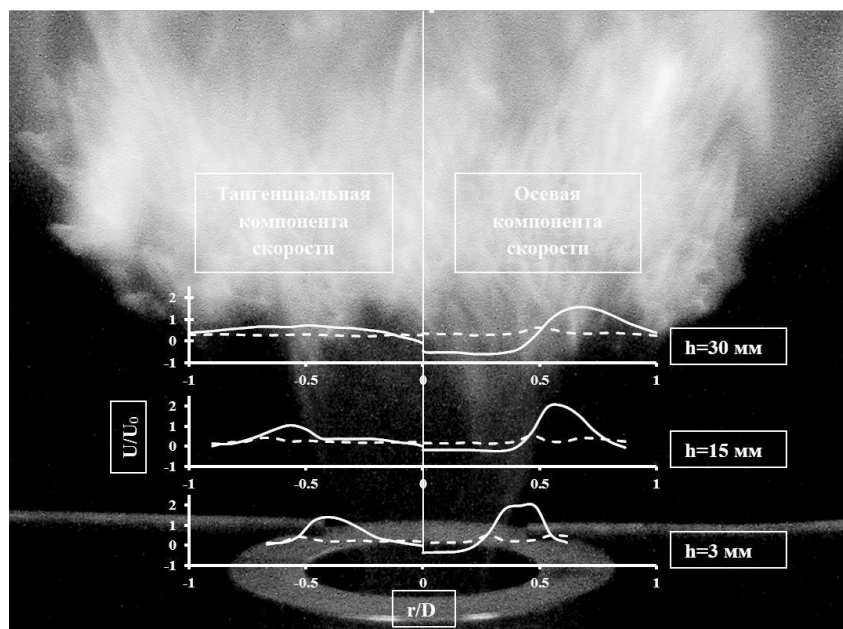


Рис. 3. Профиль тангенциальной и осевой компонент скорости на высоте от сопла при условиях $S=1.4$, $U_0=6.5$ м/сек.

На рисунке 3 представлены две компоненты осреднённой и среднеквадратичного отклонения (СКО) скорости потока для V-типа горения. В случае с горением можно выделить три

различные области потока, имеющие характерные особенности. Область I включает в себя область с центральным возвратным течением и заканчивается за пограничным слоем возвратного течения; область II характеризуется высокими скоростями потока; область III включает в себя пограничный слой потока вместе с окружающим воздухом.

Как можно заметить образуется широкая область I внутри V-образного фронта пламени, относительная ширина которого составляет $0.6D$. Область II находится на границе с пограничными слоями областей I и III от $0.3D$ до $0.46D$, что видно по высоким пульсациям скоростей, и содержит свежую холодную топливовоздушную смесь, которая воспламеняется выше по потоку на высоте $\approx D$. За областью высоких скоростей находится область III. Характерная скорость потока в этой области идентична изотермическому потоку. Границу между фронтом пламени области I и неразогретой смесью области II также видно по высоким значениям пульсаций скорости (рис. 3).

Экспериментальные исследования показали, что при нерасчетных режимах работы горелочного устройства (10% от номинальной мощности) может возникать устойчивый тип пламени (V-образный), так и неустойчивый режим с акустическим резонансом. Было показано, что в случае V-образного пламени существенно подавляются эффект ПВЯ и термоакустические осцилляции.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ 14-08-31460 мол_a

Список литературы:

1. Anacleto P.M., Fernandes E.C., Heitor M.V. and Shtork S.I. Swirl flow structure and flame characteristics in a model lean premixed combustor. //Combust. Sc. Technol., 2003, V. 175, N 8, pp. 1369 – 1388.
2. Litvinov I.V., Shtork S.I., Kuibin P.A., Alekseenko S.V. and Hanjalic K. (2013) “Experimental study and analytical reconstruction of precessing vortex in a tangential swirler”, International Journal of Heat and Fluid Flow, Vol.42, pp. 251 – 264.
3. А. Гупта, Д. Лилли, Н. Сайред // Закрученные потоки; пер. с англ.: В. И. Васильев [и др.]. – М.: Мир, 1987. – 588 с.

Предложения по повышению экономической эффективности и надежности при модернизации башенных водогрейных котлов ПТВМ-100

Орумбаев Р.К., Кибарин А.А., Орумбаева Ш.Р.,

Ходанова Т.В., Коробков М.С., Мергалимова А.К.

Некоммерческое АО «Алматинский Университет Энергетики и Связи»

Республика Казахстан, г.Алматы

Email: kibarin@rambler.ru

Водогрейные теплофикационные котлы большой мощности используются в качестве пиковых и основных мощностей для централизованного теплоснабжения. Значительную долю тепловых мощностей составляют водогрейные котлы ПТВМ-100 и КВГМ-100. В настоящее время в эксплуатации находится более 2000 крупных водогрейных котлов типа ПТВМ единичной тепловой мощностью 50, 100 и 180 Гкал/час (58, 116, 209 МВт). В Казахстане эксплуатируется более 40 водогрейных котлов ПТВМ-100 [1, 2].

Длительный опыт эксплуатации водогрейных котлов ПТВМ и особенно ПТВМ-100 башенной компоновки, показал наличие серьезных конструктивных недостатков, которые привели к снижению нагрузок, надежности и экономичности их работы [1, 3, 4, 5, 6]. В свою очередь это привело к увеличению ремонтных и эксплуатационных затрат, а также необоснованному увеличению вредных выбросов и снижению экологических показателей.

На основе проведенного анализа и данных, представленных в информационных материалах [7, 8, 9] недостатки в работе можно подразделить на конструктивные, проектные и эксплуатационные, связанные преимущественно с нарушениями топочного, водно-химического и гидравлического режимов.

К конструктивным недостаткам котла можно отнести: малый объем топки; большое количество горелок (16 шт.), работающих в комплекте с индивидуальными воздухоподдувками; плотные поперечные шаги конвективных поверхностей нагрева и малые диаметры их труб; высокие тепловые напряжения объема тонки и сечения на уровне горелок, следовательно, большие подающие тепловые потоки в области горелок на экраны и на конвективный пучок, обращенный в топку; низкие скорости газов в конвективных пакетах на номинальной тепловой

нагрузке котла и особенно во втором по ходу газов (порядка 5 м/с); выдача воды из экранов котла в теплосеть с заданной температурой осуществляется в области максимальных температур факела; отсутствуют надежные обдувочные устройства для удаления золосажистых отложений с конвективных поверхностей нагрева; сжигание топлива в потоке холодного воздуха.

К проектным недостаткам можно отнести: полуоткрытую компоновку котла на ряде ТЭС, котельных, приводящую к усложнению ремонтного обслуживания экранов и конвективных поверхностей нагрева зимой; отсутствие надежных и работоспособных регулирующих элементов в газоходах при установке нескольких котлов на одну дымовую трубу и работе их с естественной тягой; отсутствие на ряде котельных и ТЭС стационарных схем кислотной промывки поверхностей нагрева котлов и схем очистки сетевой воды от механических включений перед котлами в период разворота тепловых сетей и включения в работу водогрейных котлов.

К эксплуатационным недостаткам следует отнести: большие различия в производительностях воздуходувок (6400-10500 м³/ч), расходных характеристик форсунок (5-20 %); высокие избытки воздуха за котлом, вызываемые присосами холодного воздуха через неплотности обмуровки и неработающие горелки, различием производительности воздуходувок и расходных характеристик форсунок; несвоевременную замену форсунок при изменении их расходных характеристик, вызываемых эрозийным износом либо закоксовыванием; неполное либо затяжное горение мазута в потоке холодного воздуха и особенно в начальный момент растопки котла; низкую температуру мазута перед горелками на ряде котлов ТЭС и котельных (85-110 °С); недостаточную очистку мазута от механических включений; отсутствие на большинстве котельных и ТЭС контроля за количеством и качеством отложений в трубах поверхностей нагрева во времени, статистики отказов котлов и причин, их вызывающих; низкую температуру сетевой воды на входе и котел при работе, как в основном, так и в пиковом режимах, ведущую к низкотемпературной серноокислотной коррозии экранных труб; частое использование водных обмывок конвективных пакетов котлов, вызываемое чрезмерным их загрязнением золосажистыми отложениями в результате указанных нарушений режимов горения мазута; большое содержание в сетевой воде окислов железа, механических примесей во время разворота тепловых сетей и в начальный период (месяц, полтора) их работы и, соответственно, подача воды указанного качества через водогрейные котлы; большая гидравлическая неравномерность в распределении воды по змеевикам пакетов конвективных частей, вызываемая гидравлическим несовершенством и внутренними отложениями, что не позволяет вести глубокое регулирование (при необходимости) расходов сетевой воды через котел (ниже 60 % [9]).

В результате высокой повреждаемости водогрейных котлов ПТВМ-100, сжигающих сернистые и высокосернистые мазуты, и практически невозможной их работой с номинальными либо близкими к ним нагрузками ЦКТИ, ВТИ, «Теплоэлектропроект» и «ВНИПИЭнергопром» еще в конце 70-х годов прошлого века предложили мероприятия по повышению надежности эксплуатации водогрейных котлов ПТВМ-100 и ПТВМ-180.

Основные рекомендации сводились к следующему:

- при применении котлов ПТВМ-100 в новых технических проектах при работе на мазуте теплопроизводительность принимать 75 Гкал/ч и предусматривать работу этих котлов только на отдельно стоящие дымовые трубы с установкой дымососов, считать необходимым применение предварительного подогрева воздуха до +5 °С перед всасывающими коробами дутьевых вентиляторов;
- ВТИ с привлечением научных, проектных организаций и заводов изготовителей разработать единый проект модернизации котлов типа ПТВМ с последующей
- централизованной поставкой модернизированных узлов заводского изготовления;
- осуществить разработку труб конвективных пакетов и организацию надежных способов их сухой очистки;
- отказаться от установки 16 индивидуальных, дутьевых вентиляторов, предусмотреть установку 1-2 крупных дутьевых вентиляторов.

Однако и сегодня заводы изготовители выпускают водогрейные котлы ПТВМ-100 различных модификаций и единого проекта на реконструкцию котла ПТВМ-100 нет.

Имеющиеся проблемы решаются различными путями. Разработано много проектов реконструкции этих котлов, в которых заложены различные технические решения по устранению узких мест, и часть из них уже реализована на ТЭС и котельных Казахстана, однако так и не

удалось решить проблему повышения длительной теплопроизводительности водогрейного котла при работе на мазуте [6, 7, 10].

Решение проблемы повышения надежности, длительной номинальной теплопроизводительности водогрейных котлов ПТВМ-100 при работе на мазуте имеет большое народно-хозяйственное значение, так как позволит повысить располагаемую тепловую мощность на 1276 МВт (1100 Гкал/час) в Республике Казахстан с минимально возможными затратами, без капитальных затрат на строительство новых котельных, без строительства новых объектов ТЭЦ с новой инфраструктурой.

Анализ результатов реконструкции водогрейных котлов ПТВМ-100 показал, что экономические показатели реконструированных котлов и не реконструированных практически не меняются. Но для некоторых реконструированных котлов удалось поднять расчетный КПД только до 90,5%. Выполненные на котлах ПТВМ-100 мероприятия были направлены прежде всего на повышение надежности отдельных узлов, включавших схемы циркуляции котла, работы конвективных пакетов труб, топки котла и горелок, а не на повышение и достижение номинальных паспортных значений нагрузок. Расчетные экономические показатели работы реконструированных котлов остались на уровне заводских. Отдельные недостатки остались и после проведения реконструкции.

Наиболее близко к решению задачи повышения эффективности водогрейных котлов подошли специалисты ОАО «Дорогобужкотломаш», конструктивно изменившие схему циркуляции и принципиально приблизились к решению проблемы доведения тепловой производительности водогрейного котла башенной конструкции ПТВМ-100 до номинальной при работе на мазуте. Начавшийся выпуск на ОАО «Дорогобужкотломаш» (РФ) новых башенных водогрейных котлов КВ-ГМ-69,8-150 (ПТВМ-60 Э) и КВ-ГМ-139,6-150 (ПТВМ-120 Э) только с одним двусветным экраном и разведенными далее по бокам от центра наклонным трубам в верхней части топки перед конвективным пакетом, решают только часть проблемы [11].

В заводском решении ОАО «Дорогобужкотломаш» [11] отношение радиационной поверхности H_p к конвективной составило только $H_p/H_{кон} = 10,8\%$. Тепловые расчеты башенных пиковых котлов ПТВМ-100, при работе на мазуте показывают, что величина радиационной поверхности H_p все еще недостаточна. Поэтому не воспринятое количество тепла в топке направляется на первый конвективный пакет труб и далее. Следовательно, скорость воды в трубах диаметром 32 мм первого пакета (1,3 м/с) остается недостаточной.

Наклонные и разряженные трехрядные трубы с поперечным шагом двусветного экрана расположенные в 4 м [5, 11] от верхнего яруса горелок недостаточно будут экранировать и защищать первый конвективный пакет труб водогрейного котла КВ-ГМ-139,6-150 (ПТВМ-120 Э).

Авторами настоящей работы предложено принципиально отличающееся от всех предыдущих работ по модернизации старых котлов ПТВМ-100 конструктивное решение по использованию двух двусветных экранов. При этом, авторами величина радиационной поверхности нагрева в топочном пространстве доведена до нормативных значений $H_p/H_{полн} = 15,7\%$ [12], как у П-образных серийных котлов.

Новое конструктивное решение обеспечит полную тепловую защиту первого конвективного пакета труб от прямого лучистого воздействия факела из короткой топки котла холодными разряженными трубами. Второй конвективный пакет труб с переменным поперечным сечением в каждом последующем продольном ряду труб сохранит высокий уровень скорости газового потока и соответственно коэффициента теплоотдачи. Такое конструктивное решение позволит переводить водогрейные башенные котлы из разряда пиковых в водогрейные котлы, которые могут нести базовую (основную) нагрузку с высокими технико-экономическими показателями.

Предложенная реконструкция заключается в том, чтобы в ячейке старого котла ПТВМ-100, после установки внутри топки двух двусветных экранов и холодных разреженных труб перед первым конвективным пакетом труб достичь тепловой мощности в 1,25 раза превосходящей 116 МВт (145 МВт). При этом КПД водогрейного котла увеличить с 86,5 до 93,5 %. Радиационная поверхность нагрева топки модернизированного котла будет увеличена на 246 м². Отношение радиационной поверхности по отношению к конвективной поверхности увеличено до 15,8%, тогда как у старых котлов ПТВМ-100 оно составляло всего 7,5%. Это и являлось основным недостатком старых водогрейных котлов ПТВМ-100. Дополнительная радиационная поверхность 246 м² принимает большее количество тепла в пределах топки, а разряженные холодные трубы полностью экранируют и защищают собой первые ряды труб конвективных пакетов. Новые конвективные пакеты работают в более благоприятных тепловых условиях как и в водогрейных котлах П - образной компоновки не «видя» факела [12].

В модернизированной конструкции водогрейного башенного котла по Инновационному Патенту РК [12] расширились возможности из-за новой гидравлической схемы циркуляции воды с разделением на отдельные контуры. Отдельный контур циркуляции воды по двум двусветным экранам и холодным разреженным трубам решает две основные задачи. Отбирает в топочном пространстве дополнительное количество тепла высокотемпературного мазутного факела, которое необходимо для обеспечения нормальной работы первых рядов труб первого конвективного пакета. Экранирует первый конвективный пакет труб от высокотемпературного мазутного факела, от лучистой составляющей пропорциональной $\sim T^4$.

Выводы.

1. Для старых водогрейных котлов башенного типа ПТВМ-100 предложена схема реконструкции с применением двух двусветных экранов и холодных разреженных труб, расположенных перед первым конвективным пакетом.

2. Второй конвективный пакет труб выполнен с переменным поперечным сечением, уменьшающимся по ходу газов и сохраняющим высокий уровень скорости газов и коэффициента теплоотдачи.

3. Предложенная реконструкция позволит увеличить теплопроизводительность водогрейного котла, повысить надежность работы конвективных пакетов котла, поднять его КПД до 93 %.

Список литературы:

1. Орумбаев Р.К., Орумбаева Ш.Р. Оценка экономического и экологического эффекта при замене морально устаревших водогрейных котлов в Республике Казахстан // Actual Problems of Economics. ISSN – 19936788. Киев. №5, 2012. – С. 38 – 43. Impact Factor Journal.
2. Дукенбаев К.Д. Энергетика Казахстана и пути ее интеграции в мировую экономику. – Алматы: Гылым, 1996. – 530с.
3. Возможности увеличения тепловой мощности водогрейных котлов ПТВМ / И.А. Боткачик, И.И. Надыров, Ю.Л. Гуськов, Г.Е. Эпштейн // Промышленная энергетика. – 1990. - № 5. – С.14-16.
4. Печенкин Ю. В. Анализ надежности водогрейных котлов ПТВМ-100 [Текст] / Ю. В. Печенкин, Г. П. Гладышев, Н. Д. Сергеева ; М-во энергетики и электрификации СССР. Гл. техн. упр. по эксплуатации энергосистем. Всесоюз. гос. трест по организации и рационализации район. электр. станций и сетей "ОРГРЭС" Москва: Информэнерго, 1974 .
5. Обобщение опыта эксплуатации водогрейных котлов ОАО Доробужкотломаш / В.А. Овчинников, С.А. Петриков, А.К. Крылов // Теплоэнергетика. – 2011. - № 12. – С.22-46.
6. Повышение производительности котла ПТВМ-100 / А.Я. Горелик, А.В. Новиков, М.И. Шавельзон // Электрические станции. – 1982. - № 8. – С.103-106.
7. Журавов А.А. Реконструкция котлов ПТВМ-100 и ПТВМ-50 — реальный путь решения проблемы дефицита тепловых мощностей для города.// Новости теплоснабжения.-2000г.- № 1, 2000г.- С.22-23.
8. Мероприятия по повышению надежности газомазутных водогрейных котлов типа ПТВМ: Информационное письмо №5-79. – М.: СПО Союзтехэнерго., 1979.
9. Изменение гидравлической схемы поверхностей нагрева газомазутных водогрейных котлов типа ПТВМ с целью повышения их надежности: Информационное письмо №5-80. – М.: СПО.Союзтехэнерго, 1980.
10. Дахов А.И. авт. Пути повышения производительности, надежности и экономичности водогрейных котлов ПТВМ-100 [Аналит. обзор] / А. И. Дахов, С. М. Рязанцев, М. Ю. Страхов и др.; Каз. НИИ НТИ и техн.-экон. исслед. [Алма-Ата]: КазНИИНТИ, 1989.
11. Каталог Котлы водогрейные мощностью от 11,63 до 209 МВт. Доробужкотломаш. Том.2. Издание 4. 2007. С. 79.
12. Орумбаев Р.К., Кибарин А.А., Орумбаева Ш.Р., Орумбаев А.Р. Инновационный патент «Водогрейный котел». Бюл.№7, 15.07.2015.

Исследование теплоэффективности теплоблока

Перов И.А., Слободянюк Д.А.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@mh.vstu.edu.ru

При малоэтажном строительстве при сооружении гражданских и промышленных объектов с высокими требованиями по тепло- и звукоизоляции помещений жилых домов, коттеджей и

других построек, а также по декоративной внешней облицовке зданий требуется производство новейшего строительного материала. Эти новые строительные материалы должны совмещать в себе практически все необходимые для комфортного проживания составляющие стены современного каменного дома. Применение теплоблока избавляет строителей от таких трудоемких и дорогостоящих операций, как утепление стены и декоративное ее оформление [1]. Теплоблок легкий и сравнительно большой по размерам блок требует также минимального расхода клея при укладке стен. Для изготовления теплоблока могут применяться самые разнообразные местные сыпучие материалы: отходы черной металлургии, шлаки, зола и т.д. Причем при использовании местного сырья себестоимость получаемой продукции – теплоблока, значительно сокращается, причем без снижения его потребительских качеств.

Стеновые теплоблоки, в основном, имеют трехслойную конструкцию:

- несущий слой – поризованный керамзитобетон с плотностью 1200-1400 кг/м³;
- внутренний слой - пенопостирол плотностью 25 кг/м³;
- фактурный (защитно-декоративный) слой из обычного бетона плотностью 1500-1700 кг/м³.

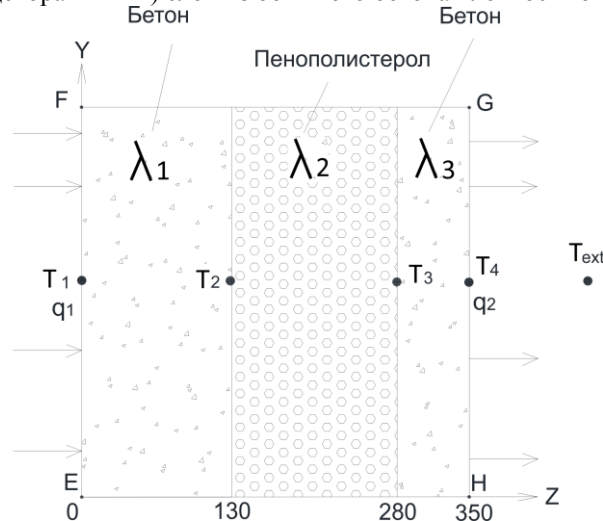


Рис. 1. Точки съема экспериментальной информации о тепловом состоянии трехслойной строительной конструкции.

Изменяя толщину теплоизоляционного слоя из пенопостирола можно изготавливать теплоблоки для любых климатических зон России. Однако все перечисленные положительные аргументы требуют дальнейшего теоретического и экспериментального исследования приведенного сопротивления теплопередачи для различных конструкций стен.

Эти вычисления помогут строителям выбирать необходимые толщины строительного блока в нужном соотношении, позволяющем оптимизировать экономичные расходы и требования к качеству стены. В настоящее время проводятся исследования с целью определения оптимального состава теплоблока при сохранении прочности, надежности и экологичности, что позволит получить наиболее выгодную с точки зрения экономичности, тепловой и влажностной эффективности новую строительную конструкцию.

Так как теплоблок имеет сложную пространственную конфигурацию, состоящую из нескольких разнородных элементов с различными размерами и формой, находящихся во взаимодействии между собой стеклопластиковыми стержнями и окружающей средой, то для моделирования теплообмена в нем нами использовано численное решение задачи. Из нескольких практически разработанных методов конечных разностей используется интегро-интерполяционный метод [2]. Интегро-интерполяционный метод основан на методе тепловых схем и численном методе теплового баланса, которые максимально приспособлены к практическим задачам расчета температурных полей технических систем. Моделирование сложной технической системы с помощью тепловых схем позволяет применить для ее расчета матрично-топологический метод составления дискретного аналога уравнений теплового баланса. Матрично-топологический метод расчета тепловых схем прост в применении и легко реализуется на ЭВМ.

Целью данной работы является исследование стационарного распределения температуры в теплблоке с привлечением натурного экспериментально-расчетным методом.

Для определения такого теплофизического свойства теплоблока, как теплопроводность используется патент на изобретения [3].

Для решения поставленной задачи примем следующие начальные (экспериментальные) данные:

- температура T_1 на левом торце первого слоя блока (со стороны «внутренней среды») равна 70 °С;
- температура T_2 на левом торце второго слоя блока равна 69 °С;
- температура T_3 на левом торце третьего слоя блока равна 25 °С;
- температура T_4 на правом торце блока (со стороны «наружной среды») равна 25 °С;
- теплопроводности материалов $\lambda_1 = 0,51$ Вт/м °С; $\lambda_2 = 0,05$ Вт/м °С; $\lambda_3 = 1,24$ Вт/м °С;
- длина первого материала $l_1 = 0,15$ м; второго – $l_2 = 0,07$ м; третьего – $l_3 = 0,13$ м.
- расстояние между границами элементарного объема $\Delta x = 0,005$ м;

Экспериментальная информация о распределении температуры между слоями теплоблока определялись с помощью термоэлектрических преобразователей «хромель-алюмель». Теплопроводность определялась с помощью измерителя теплопроводности МИТ-1. Также определялись температуры воздуха с «внутренней» и «наружной» сторон теплоблока термогигрометром Testo 625.

Составной блок, разбитый на конечные объемы показан на рисунке 2.

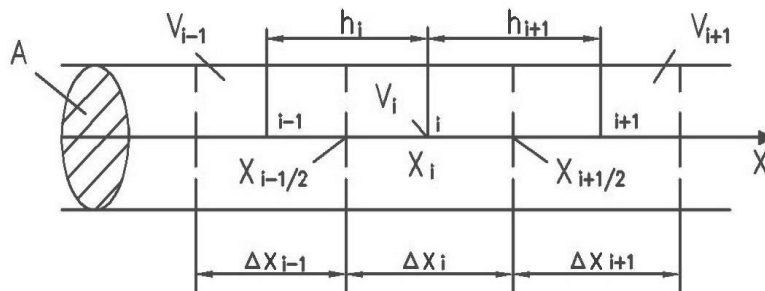


Рис. 2. Конечно-элементное представление исследуемой конструкции.

Численное решение задачи на ЭВМ приводит к таким значениям температуры внутри блока (см. рис.3).

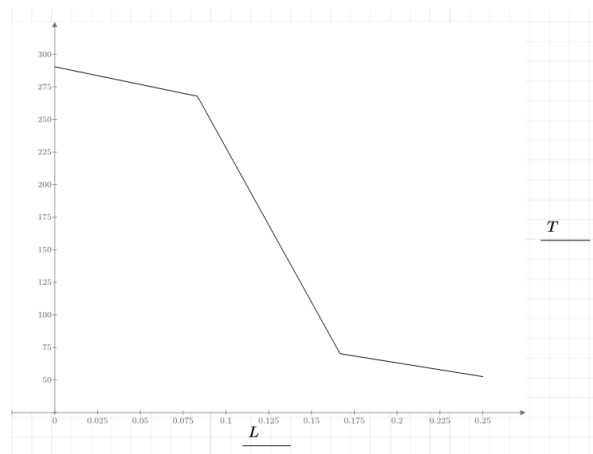


Рис. 3. Распределение температуры по слоям.

Основываясь на экспериментальных данных, определим тепловой поток через исследуемую конструкцию и термосопротивление теплоблока по формулам (1), (2).

$$Q = \frac{T_1 - T_4}{\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3}} \quad (1)$$

$$R_0^{расч} = \frac{1}{\alpha_{int}} + R_1 + R_2 + \dots + R_x + \dots + R_n + R_{e.n.} + \frac{1}{\alpha_{ext}} =$$

$$= \frac{1}{\alpha_{int}} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} \dots + \frac{\delta_x}{\lambda_x} \dots + \frac{\delta_n}{\lambda_n} + R_{e.n.} + \frac{1}{\alpha_{ext}}$$
(2)

Тепловой поток через теплоблок составляет $Q = 15,4$ Вт.

Термосопротивление всего блока составило $R = 2,92$ ($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$)/Вт, что ниже, чем требуется по действующим нормам на $0,39$ ($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$)/Вт, в случае, если градусо-сутки отопительного периода составляют ГСОП= 5472 $^\circ\text{C} \cdot \text{сут}$.

Следующей задачей является нахождение оптимальных соотношений размеров всех слоев теплоблока с соблюдением необходимых технических и технологических параметров для удешевления строительства теплоблока. Для этого нами определяется уравнение нахождения термосопротивления всего теплоблока с необходимыми к нему требованиями-ограничениями.

Список литературы:

1. Теплоблок. [Электронный ресурс]: <http://spb-stone.ru/>.
2. Вержбицкий В.М. Численные методы. М.: 2005.
3. Пат. 2530473 Российская Федерация, (51) МПК G01N 25/18 (2006.01). Устройство и способ комплексного определения основных теплофизических свойств твердого тела / Карпов Д.Ф., Павлов М.В., Сеницын А.А., Калягин Ю.А., Суханов И.А., Мнушкин Н.В.; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Вологодский государственный технический университет» (ВоГТУ). – № 2530473; опубл. 10.10.2014 г., Бюл. №28. – 10 с.

Технологические аспекты метода СВС при иммобилизации РАО

Посохов Д.В., Кузьмин В.С., Луцик И.О.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г.Томск

E-mail: posokhov.d.v@gmail.com

Одним из долгосрочных и опасных последствий ядерных программ является накопление все возрастающих объемов радиоактивных отходов. В настоящее время активно продолжается поиск новых иммобилизационных материалов, позволяющих на протяжении длительного времени надежно изолировать радионуклиды от окружающей среды.

В настоящее время на территории Российской Федерации накоплено порядка пятидесяти миллионов кубических метров радиоактивных отходов, 50% из которых находятся во временных хранилищах до дальнейшей переработки. Помимо этого, каждый год еще образуется порядка пяти миллионов кубических метров.[1]

На данном этапе реализованы два технологических процесса по иммобилизации РАО в матрицы, цементирование и использование матриц на основе стекла. С точки зрения экологической безопасности при хранении радиоактивных отходов в течение десятков и сотен тысяч лет стеклянные матрицы не могут быть использованы для иммобилизации отходов, содержащих долгоживущие радионуклиды. В течение столь длительного времени невозможно гарантировать сохранность стекла со включенными отходами ввиду его недостаточной химической устойчивости и склонности к спонтанной кристаллизации при повышенных температурах. В настоящее время активно продолжается поиск новых иммобилизационных материалов, лишенных данных недостатков.

Для того чтобы включенные в матрицу радионуклиды были надёжно иммобилизованы в течение необходимого времени, она должна обладать определённым комплексом физических и химических характеристик, регламентирующиеся государственным стандартом, высокими теплофизическими свойствами материала, такими как теплопроводность, теплоемкость и достаточными механическими характеристиками. К другим важным характеристикам матричных материалов можно отнести радиационную стойкость и химическую стабильность.[2]

В качестве технологии изготовления матричного материала предлагается использовать технологию самораспространяющегося высокотемпературного синтеза, обладающего рядом преимуществ по сравнению с традиционными технологиями изготовления такими как:

- простота технологической схемы;
- малые энергетические затраты;
- высокая скорость синтеза продукта;

- возможность получения материала с заданными свойствами. [3]

В ходе проведения синтеза матричных образцов к исходной шихте в качестве имитаторов радиоактивных отходов добавляли порошок Nd_2O_3 количество добавки варьировалось в пределах от 5% до 70% весовых.

В таблице 1 представлены сравнительные данные устойчивости волны горения и давления прессования от степени разбавления исходной шихты.

Таблица 1. Зависимость устойчивости волны горения от разбавления исходной шихты и давления прессования

Состав	Реагенты	Волна горения	Давление прессования, кгс/см ²
NiAl - 85 %	Nd_2O_3 – 15 %	устойчивая	30
		устойчивая	40
		неустойчивая	50
NiAl - 80 %	Nd_2O_3 – 20 %	устойчивая	30
		устойчивая	40
		неустойчивая	50
NiAl - 75 %	Nd_2O_3 – 25 %	устойчивая	30
		устойчивая	40
		неустойчивая	50
NiAl - 70 %	Nd_2O_3 – 30 %	устойчивая	30
		устойчивая	40
		неустойчивая	50
NiAl - 65 %	Nd_2O_3 – 35 %	устойчивая	30
		устойчивая	40
		неустойчивая	50
NiAl - 60 %	Nd_2O_3 – 40 %	устойчивая	30
		устойчивая	40
		неустойчивая	50
NiAl - 55 %	Nd_2O_3 – 45 %	устойчивая	30
		устойчивая	40
		неустойчивая	50

По результатам анализа полученных данных при исследовании образцов, была выявлена зависимость давления прессования исходной шихты на фазообразование никельалюминиевой матрицы. При давлении прессования до 40 кгс/см² наблюдается образование двух фаз, а именно Ni_2Al_3 и NiAl, а при превышении этого давления наблюдается образование лишь одной фазы алюминид никеля NiAl вследствие изменения прохождения синтеза и образования без промежуточной фазы Ni_2Al_3 .

При проведении экспериментов по синтезу в полученных образцах были обнаружены перовскитные фазы, являющимися синтетическими аналогами природных минералов, которые в естественных условиях надежно изолируют радионуклиды на протяжении многих миллионов лет.

Список литературы:

- Итин В.И., Найбороденко Ю.С. Высокотемпературный синтез интерметаллических соединений. – Томск: Изд во ТГУ, 1989. – 214 с.
- Демянюк Д.Г., Долматов О.Ю., Исаченко Д.С., Семенов А.О. Управление процессом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза двухкомпонентных борсодержащих материалов ядерно-энергетических установок // Известия ТПУ. – 2010. №4. – С. 23 – 29.
- Петров Г. А.; под ред. Мержанова А. Г. Инновационные энергосберегающие технологии переработки радиоактивных отходов. – М.: Книжный мир, 2012. – С. 122 – 123.

УДК 621.184.4

**Проведение испытаний размола угля при помощи планетарной мономельницы
“Пulверизетте 6”****Савченков Д.В., Плиско В.Ю., Черкашина Г.А., Долгих А.Ю.***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск**E-mail: savchenkov95@gmail.com***Введение**

В настоящее время все шире применяются мельницы для размола угля. Одни мельницы размалывают уголь до пыли для отопления нагревательных, в частности кузнечных печей, другие мельницы измельчают уголь до каких-то мелких частиц для изготовления угольных брикетов. В данной работе использовалась современная мельница “Pulverisette 6” производства Германии для размола пробы угля при определении теплотехнических показателей твердого топлива.

Планетарная мономельница “Pulverisette 6” (Рис. 1) универсально применима для быстрого сухого или мокрого измельчения неорганических и органических проб для анализа, контроля качества, испытания материалов и механического сплавления.

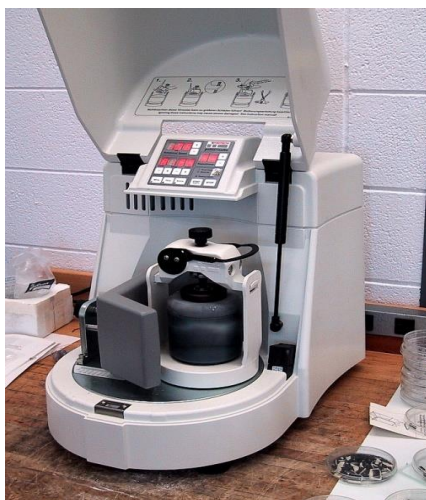


Рис. 1. “Пulверизетте 6”

В синтезе планетарная мономельница может использоваться для смешивания и гомогенизации сухих проб, эмульсий и паст.

Цель работы: Подобрать оптимальные параметры для размола пробы твердого топлива

Устройство мельницы Пулверизетте 6.

Материал дробится и измельчается в размольном стакане при помощи мелющих шаров. На мелющие шары и материал в размольном стакане действует центробежные силы, обусловленные вращением размольного стакана вокруг собственной оси и вращающимся опорным диском (Рис.2).

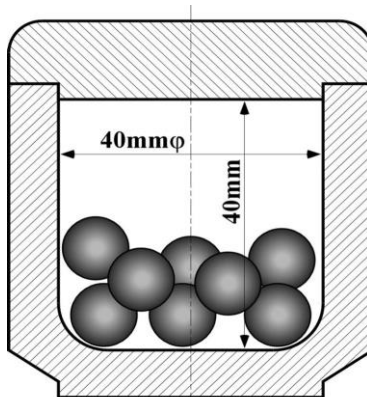


Рис. 2. Размольный стакан в разрезе

Размольный стакан и опорный диск вращаются в противоположных направлениях, так что центробежные силы поочередно действуют в том же и обратном направлениях.

При этом происходит процесс перекачивания мелющих шаров по внутренней кромке стакана, т.е. эффект трения, и эффект удара, когда шар ударяется о противоположную стенку размольного стакана (Рис. 3).

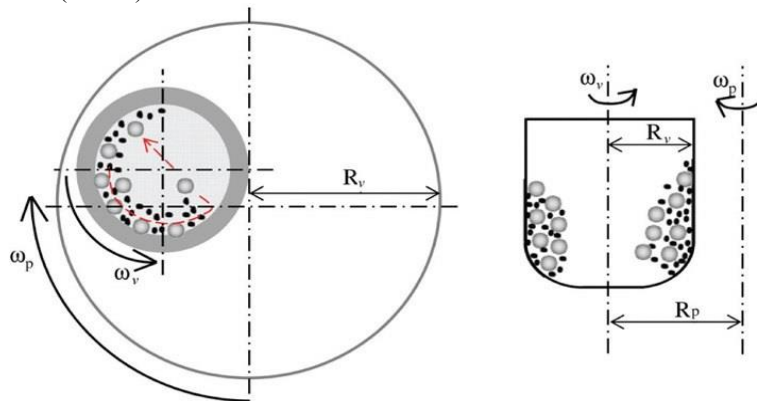


Рис. 3. Ход движения размольного стакана

Результат работы

Для исследования были взяты лабораторные пробы каменного и бурого угля. Пробы перед экспериментом были подсушены и размолоты до размера не более 10 мм. Количество пробы для одной операции - 30г при вместительности размольного стакана 50г. Диаметр шаров 10 мм. Материал размольного стакана и шаров – закаленная сталь. Максимальное количество шаров которое вмещает стакан - 30 штук. Максимальное количество оборотов – 600. Для отделения пробы угля от шаров использовали вибрационный ситовый грохот, сито с размером ячеек 200 мкм.

Подбирались параметры: количество шаров, число оборотов, время размола.

Результаты эксперимента:

Таблица 1. Проба 1 – Бурый уголь (Изменено количество шариков и оборотов)

Кол-во пробы	Кол-во шаров	Число оборотов	Время размола, мин	Остаток на сите R_{200}		Проход	
				г	%	г	%
30	5	600	2	12.81	42.7	17.12	57.06
30	10	600	2	9.51	31.7	20.11	67.03
30	15	600	2	0.04	0.13	29.87	99.56

Таблица 2. Проба №2 Каменный уголь

Кол-во пробы	Кол-во шаров	Число оборотов	Время размола, мин	Остаток на сите R_{200}		Проход	
				г	%	г	%
30	10	600	2	11,35	37.83	17,88	59.6
30	15	600	2	7.02	23.4	22.8	76
30	15	600	3	0.53	1.76	29.29	97.63
30	20	600	2	0,95	3.16	28,70	95.66

Провели ситовый анализ проб твердого топлива, по подобранным нами оптимальным параметрам. Ситовый анализ нам необходим для получения картины полидисперсности, то есть распределение размера пробы по тонине в качестве справочных данных. На практике этот вопрос при размоле топлива актуален.

Использовались сита:

- 1) № 130 – с размером ячейки 46 мкм;

- 2) 100 – 60 мкм;
- 3) 60 – 100 мкм;
- 4) 50 – 120 мкм;
- 5) 30 – 200 мкм.

Таблица 3. – Результаты ситового анализа каменного угля.

Размер ячеек, мкм	Каменный уголь		Бурый уголь	
	Остаток на сите, г.	Остаток на сите, %	Остаток на сите, г.	Остаток на сите, %
200	–	–	2,25	7,50
120	9,80	32,67	–	–
100	4,83	16,10	12,51	41,70
60	5,81	19,37	6,66	22,20
46	7,83	26,10	7,25	24,17
Менее 46	1,02	3,40	0,80	2,67

Потери для каменного угля составили 2,36%, для бурого 1,76%.

Выводы:

В ходе эксперимента можно отметить, что оптимальными параметрами для измельчения проб каменного и бурого угля являются следующие: для бурого угля – количество шаров – 15 количество оборотов – 600, время – 2 мин, для каменного угля: количество шаров – 20 количество оборотов – 600, время – 2 мин.

Хотелось бы отметить, что с увеличением времени измельчения происходит разогрев пробы и размоленного стакана, вследствие чего проба налипает на стенки стакана и в дальнейшем трудно отделяется.

Список литературы:

1. Планетарная мономельница “пульверизетте 6”. – Инструкция оператора – 2005.
2. ГОСТ 2093-82, Ситовый метод определения гранулометрического состава.
3. Гольшев Л.В., Гут Ф.Е. Определение режимов эффективного размола угля в шаровой барабанной мельнице // Энергетик. - 2013. - N 4. - С.66-69. - Библиогр.: 3 назв.
4. ГОСТ Р 55854-2013. Мельницы углеразмольные. Номенклатура показателей. - Введ. впервые. - М.: Стандартинформ, 2014. - 10 с.

К вопросу создания инженерной методики определения коэффициентов теплопроводности строительных конструкций

Слободянюк Д.А.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет» (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@vstu.esu.ru

Теплоэффективные трехслойные стеновые блоки широко используются в строительстве в настоящее время [1, 2]. Производители заявляют высокие теплоэффективные свойства данной продукции. Сравнительные характеристики теплоотдачи блока в сравнении с другими стеновыми материалами представлены производителем [1].

Цель данного исследования заключается в определении действительной теплопроводности многослойного строительного материала с помощью лабораторной установки с инфракрасным излучателем. Материалами конструкции являются портландцемент и пенополистерол (см. рис.1).

Задачи исследования:

- определить температуру t , °C на гранях блока ABEF и DCHG;
- определить плотность теплового потока q , Вт/м² на грани блока DCHG;
- расчетным путем определить коэффициент теплопроводности конструкции.

Принцип определения теплофизических свойств стенового блока взят из патента [3]. Лабораторно-экспериментальная установка работает следующим образом. Инфракрасный электрический излучатель ЭИК 10R 1 проецирует на грань EF Теплоблока поток электромагнитного излучения, где он преобразуется во внутреннюю энергию. Последнее приводит к бесконтактному нагреву Теплоблока во времени. Градиент температур, возникший по направлению вдоль оси OZ вследствие неравномерного распределения температур в Теплоблоке,

формирует достаточное условие для движения потока теплоты теплопроводностью сквозь Теплоблок к его грани НГ. Величину плотности теплового потока q регистрирует преобразователь плотности теплового потока ИПП-2. С помощью термопреобразователей ТХА производится съем экспериментальной информации температурного поля.

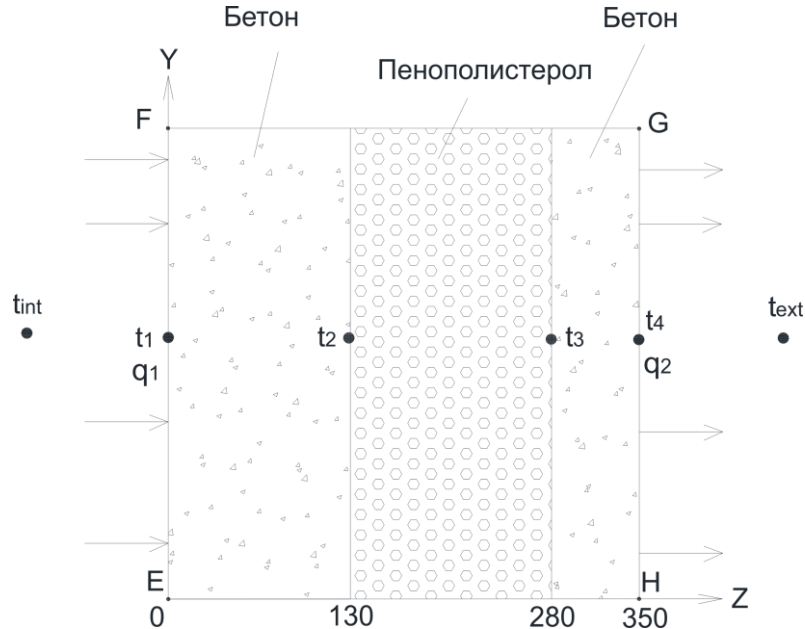


Рис. 1. Постановка задачи.

Экспериментальные зависимости получаем с помощью приборной базы, а именно: пирометра Testo 845, измерителя плотности теплового потока ИПП-2, гигрометра электронного Testo 625 и термопреобразователей тип ТХА. Основные экспериментальные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1. Экспериментальные данные по теплоблоку

Номер измерения	1 слой (тяж. бетон)			2 слой (пенополиуретан)		3 слой (тяж. бетон)	
	температура передней стенки (ТХА), град	теплопроводность (МИТ-1), Вт/(м*К)	температура внутри (ТХА), град	теплопроводность (МИТ-1), Вт/(м*К)	температура внутри (ТХА), град	теплопроводность (МИТ-1), Вт/(м*К)	температура задней стенки (ТХА), град
0	25,8868	0,7074	26,5776	0,0385	26,5776	1,0950	25,8876
1	25,9156	0,7570	26,6000	0,1713	26,5776	1,2650	25,8874
2	25,9218	0,4348	26,6095	0,0324	26,5790	3,1230	25,8876
3	25,9149	0,4358	26,6032	0,0369	26,5780	2,3347	25,8877
4	25,9206	0,4998	26,6066	0,0254	26,5796	3,2415	25,8877
5	25,9212	0,4307	26,6075	0,0254	26,5800	1,0432	25,8879
6	25,9211	0,3997	26,6070	0,0354	26,5800	3,2415	25,8878
7	25,9205	0,4440	26,6064	1,0192	26,5800	0,8937	25,8880
Среднее зн.	25,92	0,51	26,60	0,17	26,58	2,03	25,89

Результаты экспериментального исследования температурного поля $t = f(x, \tau)$, поля плотности теплового потока $q = f(x, \tau)$, и остальных теплофизических параметров предназначаются для разработки математической модели с целью создания инженерной методики

расчета действительного коэффициента теплопроводности при моделировании воздействия изменяющихся условий окружающей среды.

Список литературы:

1. Теплоблострой [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tbs35.ru/index.php?id=1> (дата обращения 29.09.2015).
2. Патент РФ № 117471 15.02.2012. Кливзуник В.А. Многослойный строительный стеновой блок// Патент России № 117471 2012. Бюл. №17.
3. Патент РФ № 2530473 10.10.2014. Карпов, Д.Ф., Павлов, М.В., Сеницын, А.А., Калягин, Ю.А., Суханов, И.А., Мнушкин, Н.В. Устройство и способ комплексного определения основных теплофизических свойств твердого тела// Патент России № 2530473 2014. Бюл. №28.

Эффективность ГЕОТЭС на аммиачном рабочем теле

Шевчик А.Б., Боруш О.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: shevchika@yandex.ru

Все что движется, является источником энергии: летящая шайба, прыгающий за шайбой вратарь, обнимающиеся от радости зрители. Но главным источником энергии на планете является природа: солнце, вода или ветер способны выработать огромное количество энергии. Возникает вопрос, как заставить эту энергию работать на нас. Человечество успешно решило эту проблему: мы научились использовать энергию природы, преобразуя ее в электричество и в тепловую энергию.

Один из видов – это геотермальная энергетика. Наука геотермика (от греческих слов «гео» – земля и «термо» – тепло) изучает тепловое состояние земной коры и Земли в целом, его зависимость от геологического строения, состава горных пород, магматических процессов и целого ряда других факторов.[4]

Запасы геотермальной энергии в России чрезвычайно велики, по оценкам они в 10-15 раз превышают запасы органического топлива в стране. Практически на всей территории страны есть запасы геотермального тепла с температурами в диапазоне от 30 до 200°C. Сегодня на территории России пробурено около 4000 скважин на глубину до 5000 м, которые позволяют перейти к широкомасштабному внедрению самых современных технологий для локального теплоснабжения на всей территории нашей страны. С учетом того, что скважины уже существуют, энергия, получаемая из них, в большинстве случаев окажется экономически выгодной. [5]

Очень перспективна геотермальная модульная энергоустановка на смесевом водоаммиачном рабочем теле (рис.1) [1]

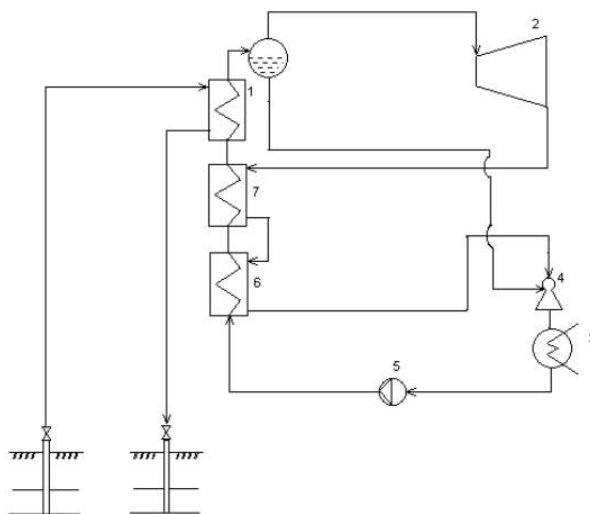


Рис.1 Тепловая схема водоаммиачной установки:

1-теплообменник-парогенератор, 2- турбина, 3- конденсатор, 4- эжектор, 5- питательный насос, 6- экономайзерная часть регенератора, 7- испарительная часть регенератора.

Жидкое рабочее тело подогревается и испаряется в парогенераторе и подается на вход турбины. Расширение пара низкокипящих рабочих тел в турбине происходит (в отличие от водяного пара) в области сухого пара, что связано с аномальным видом правой ветви их кривых насыщения в T,s -диаграмме—энтропия уменьшается при снижении температуры, поэтому из турбины выходит сухой пар. Если его температура значительно выше температуры конденсации, определяемой обычно температурой воздуха, целесообразно возвратить избыточное тепло в цикл, для чего используется непоказанный на схеме рекуперативный теплообменник, устанавливаемый перед конденсатором, который обычно является воздухоохлаждаемым из-за дефицита охлаждающей воды. Сконденсированное рабочее тело насосом подается на вход парогенератора (при наличии рекуператора—через него). [3]

Основными преимуществами аммиака являются: большая теплота парообразования ($r_s = 1360$ кДж/кг), легкость обнаружения утечек благодаря острому запаху, незначительная растворимость в масле. Аммиак не оказывает корродирующего действия на сталь, но в присутствии воды разъедает цинк, медь, бронзу.

Недостатками аммиака являются: высокие значения показателя адиабаты k , отношения давлений P_k/P_0 , повышенная токсичность (второй класс токсичности – концентрация 0,5 – 1 % по объему в воздухе вызывает смерть через 1 час). Аммиак в соединении с воздухом при объемных концентрациях 16 – 27 % взрывоопасен и воспламеняем. [2]

На рис. 2 приведено сопоставление удельной выработки электроэнергии на килограмм термальной воды для двухконтурных энергоустановок, использующих в качестве рабочего тела водоаммиачную смесь, воду и аммиак, в зависимости от температуры термальной воды.

Прежде всего, водоаммиачное рабочее тело превосходит по эффективности индивидуальные РТ. При этом мощность на валу водоаммиачной турбины при изменении температуры термальной воды в указанном интервале меняется в пределах 15 %, а мощность пароводяной и аммиачной турбин – в 4 раза. Кроме того, пароводяная турбина по сравнению с водоаммиачной при этих температурах греющей воды имеет значительно большие массогабаритные показатели и работает в вакуумной области. [1]

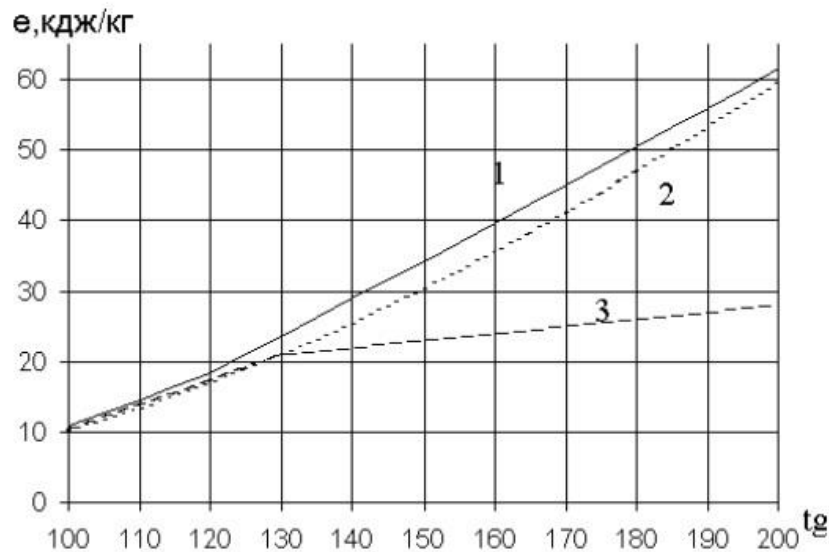


Рис.2 Зависимость максимальной выработки электроэнергии от температуры термальной воды:

1 – водоаммиачная смесь; 2 – вода; 3 – аммиак

Водоаммиачные модульные энергоустановки могут стать дешевым универсальным оборудованием для всех геотермальных месторождений – как парогидротермальных, так и водяных. Отсутствие такого оборудования при широком разнообразии температур геотермальных источников является серьезным препятствием для освоения геотермальных ресурсов во многих странах. [1]

В советском союзе уже пытались вводить установки на аммиаке, но от них в свое время отказались, так как развивали традиционную энергетику (ПТУ, сейчас - ПГУ). Однако, в связи с возрастающей потребностью в энергоэффективных и ресурсосберегающих технологиях, вновь возвращается интерес к установкам на аммиачном рабочем теле.

Современная тепловая электростанция в немецком городе Унтерхахинг, которая обеспечивает током 10 тыс. домов получает энергию из недр земли с помощью аммиачной смеси. Проектная мощность станции — 3,4 МВт электроэнергии. За время функционирования системы с 2007 года она уже обеспечила экономию выбросов углекислого газа в количестве 7000 тонн. [6]

Верхне-Мутновская ГеоТЭС мощностью 12 Мвт (3х4 МВт) является опытно-промышленной очередью Мутновской ГеоТЭС проектной мощностью 200 МВт, создаваемой для электроснабжения Петропавловск-Камчатского промышленного района. Предлагается в течение трех лет разработать и испытать на ВерхнеМутновской ГеоТЭС пилотный двухконтурный аммиачный энергомодуль мощностью 6 МВт, работающий на избыточном паре из существующих скважин и тепле сбросной геотермальной воды, которая будет дополнительно охлаждаться до 100°C. Создание и испытания пилотного образца аммиачного энергомодуля позволит (наряду с наращиванием мощности Верхне-Мутновской станции до 18 МВт) на 40-50% увеличить мощность Мутновской ГеоТЭС при тех же объемах бурения путем совместного применения паровых и аммиачных энергоустановок. [7]

Список литературы:

1. Р.В. Городов, В.Е. Губин, А.С. Матвеев. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие – 1-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 294 с.
2. Луканин В.П. Технологические энергоносители предприятий (Низкотемпературные энергоносители): Учебное пособие/ ГОУВПО СПбГТУРП. СПб., 2009. 116 с:ил. 53.- ISBN 5-230-14392-4
3. <http://gisee.ru/articles/geothermic-energy/19412/>
4. <http://greenevolution.ru/enc/wiki/geotermika>
5. http://www.ecotoc.ru/alternative_energy/geothermal_energy/d69/
6. <http://greenevolution.ru/2015/03/06/v-germanii-geotermalnaya-elektrostanciya-vyrabatyvaet-teplo-i-elektrichestvo-s-pomoshhyu-ammiaka/>
7. <http://pandia.ru/text/78/152/86462.php>

Анализ возможности использования материалов СВС для улучшения характеристик контейнеров для транспортировки и хранения РАО

Бородай А.Ю., Беденко С.В., Масенко С.А., Таракаенко П.В., Чуйкина А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
E-mail: ayb1@tpu.ru

Развитие атомной энергетики приводит к увеличению количества ядерных реакторов, что в свою очередь влечет к увеличению объемов производимого отработанного ядерного топлива. ОЯТ требуется хранить, перевозить и в конечном итоге перерабатывать.

При переработке использованного ядерного топлива выделяется значительное количество ВАО (высокоактивные отходы). Ежегодно требования по транспортировке и хранению радиоактивных отходов ужесточаются благодаря различным российским и международным организациям, при этом развитие атомной промышленности приводит к увеличению объемов ВАО. В совокупности эти два фактора приводят к тому, что требуется постоянное совершенствование контейнеров транспортировки и хранения ВАО. При этом надо учитывать, что технологии улучшения не должны снижать экономическую эффективность атомной промышленности в целом.

Для усиления защитных характеристик контейнеров можно использовать технологию иммобилизации ВАО с помощью материалов, получаемых методом СВС. Эта модернизация может положительно повлиять на длительность эксплуатации контейнеров при незначительном удорожании всей технологии транспортировки/хранения.

Рынок контейнеров для транспортировки РАО достаточно разнообразен, созданием подобных контейнеров занимаются как профильные предприятия, так и предприятия с широкой специализацией в области обслуживания атомного комплекса страны. Например, ОАО «345 механический завод» в сотрудничестве с ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ» и ЗАО «ЭКОМЕТ-С» работают исключительно в сфере обслуживания РАО, в то время как ООО «НТЦ

«ИНТЭК» занимается практическими любыми перспективными технологиями в различных областях обслуживания атомного комплекса.

ОАО «345 механический завод» в сотрудничестве с ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ» выпускают контейнеры НЗК-150-1,5П (базовая модель), КРАД-1,36, КО-1340 (самая дорогая и наиболее защищенная модель). ЗАО «ЭКОМЕТ-С» выпускает КТБН-3000 (базовая модель), УКТН-24000 (значительно более дорогая и защищённая модель). ООО «НТИЦ «ИНТЭК» выпускает НЗК МР и НЗК I-III (базовые модели), КМ РАО 2.8 (значительно более дорогая и защищённая модель) [1-3].

Примерами зарубежных компаний, предоставляющих контейнеры для РАО, могут быть шведская компания The Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Company (Svensk Kärnbränslehantering Aktiebolag) и американская компания AREVA. Однако вариант рассмотрения сотрудничества с зарубежными компаниями не прорабатывался, т.к. во-первых предприятия российского рынка технологически более приспособлены под работы в родной стране, во-вторых работа с зарубежными предприятиями в данной сфере может быть ограничена действующим законодательством [4, 5].

Для анализа возможности использования СВС материалов для улучшения характеристик транспортных контейнеров была создана расчетная модель, в которой можно быстро перебрать возможные варианты усиления защиты базовых контейнеров с помощью использования СВС-материалов, иммобилизующих РАО. Расчетная 3D-модель построена с помощью программного пакета MCUS[6].

В данной работе рассматривается построенная модель контейнера типа НЗК-150-1,5П. В качестве СВС материалов для модернизации были выбраны карбид бора и борид вольфрама, как наиболее изученные материалы кафедрой ФЭУ ФТИ ТПУ. Заполнение части внутреннего объема ($1,3 \text{ м}^3$) порошками карбида бора до уровня высокозащищенного контейнера КО-1340 ($0,2 \text{ м}^3$) позволило повысить защитные параметры НЗК-150-1,5П в несколько раз (см. Табл. 1).

При аналогичном заполнении порошком борид вольфрама защитные характеристики НЗК-150-1,5П превысили некоторые характеристики КО-1340 (см. Табл. 2).

Таблица 1. Использование карбида бора

Тип контейнера	Альфа-излучение, %	Бета-излучение, %	Гамма-излучение, %	Нейтронное излучение, %
НЗК-150-1,5П	42,6	74,5	87,2	97,1
НЗК-150-1,5П с карбидом бора	12,8	56,3	79,6	0,4
КО-1340	0,2	0,5	1,5	2,1

Таблица 2. Использование борид вольфрама

Тип контейнера	Альфа-излучение, %	Бета-излучение, %	Гамма-излучение, %	Нейтронное излучение, %
НЗК-150-1,5П	42,6	74,5	87,2	97,1
НЗК-150-1,5П с боридом вольфрама	0,6	1,7	4,3	0,7
КО-1340	0,2	0,5	1,5	2,1

Анализ полученных данных показывает, что модернизация контейнера НЗК-150-1,5П с помощью борид вольфрама значительно усиливает его защитные характеристики. Это может позволить использовать данный контейнер вместо многократно более дорогих аналогов при определенных условиях, в зависимости от типа РАО и технических требований организации, которой нужны данные контейнеры.

Для определения наиболее технологичной, дешёвой и эффективной порошковой смеси для СВС в ФТИ ТПУ на кафедре ФЭУ проводятся научные эксперименты на исследовательской установке. На основании данных, полученных в этих исследованиях, будут моделироваться варианты использования других иммобилизационных материалов. Модель позволяет подобрать

наиболее соответствующую требованиям заказчика порошковую смесь для иммобилизации РАО методом СВС. Так же возможны варианты моделирования других моделей контейнеров.

Для контейнеров типа НЗК-150-1,5П, с толщиной стальных стенок порядка 50 мм, вариант предварительной упаковки ВАО в СВС-матрицу может значительно усилить его защитные характеристики. При этом при использовании технологии предварительной иммобилизации методом СВС в промышленных масштабах, затраты на приобретение печи для СВС и порошковых материалов очень быстро окупятся за счет использования более дешевых базовых контейнеров.

Предварительные экономические оценки показывают, что одному контейнеру КО-1340 за 1,36 млн рублей может быть эквивалентен контейнера НЗК-150-1,5П за 71,1 тыс. рублей, если ВАО предварительно подвергнуть иммобилизации методом СВС с использованием борида вольфрама [7]. Использование данной технологии позволит оставаться атомной энергетике перспективной и выгодной, что положительным образом скажется на эффективности всей энергетики Российской Федерации.

Список литературы:

1. Р.М.Гатауллин, Н.Н. Давиденко, Н.В. Свиридов, В.Т. Сорокин, И.А. Медеяев, Н.Н. Перегудов. Контейнеры для радиоактивных отходов низкого и среднего уровней активности. – М.: Логос, 2011. – С. 31–37.
2. А.С. Баринев, А.С. Волков, С.М. Лашёнов, В.Т. Сорокин Контейнеры для радиоактивных отходов от низкого до высокого уровней активности – М.: Логос, 2012. – С. 22–25.
3. Контейнеры защитные невозвратные для радиоактивных отходов из конструкционных материалов на основе бетона. Общие технические требования. ГОСТ Р 51824-2001.
4. Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов. НП-053-04. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2004.
5. Рекомендации по установлению критериев приемлемости кондиционированных радиоактивных отходов для их хранения и захоронения. РБ-023-02. Утверждены постановлением Госатомнадзора РФ от 10 января 2002 г. № 1
6. D.S. Oleynik, D.A. Shkarovskiy, E.A. Gomin, et al, “The status of MCU-5” // Physics of Atomic Nuclei. – 2012. – № 14. – С. 1634-1646
7. Нассонов Г.П., Нечаев А.Ф. Экономические аспекты «обезвреживания» радиоактивных отходов // Известия СПбГТИ (ТУ). – 2014. – № 24 (50). – С. 21-22

Энергоэффективность системы теплоснабжения

Кудрявцев Д.А., Петринчик В.А., Тихомиров С.Н.

Вологодский государственный университет, Россия, г. Вологда

В 2010 году принят Закон РФ «О теплоснабжении» [1], в котором введено новое понятие «...радиус энергоэффективности...».

«Радиусом энергоэффективного теплоснабжения» [1] называют максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения. В ФЗ-190 [1] предполагалось, что будет выпущен подзаконный акт, определяющий и уточняющий это понятие. Методики расчета радиуса энергоэффективности были рассмотрены, например, В.Н. Папушкиным [2].

Учитывая, что до сих пор это понятие не уточнено, мы попытались дать свое собственное определение понятия энергоэффективности и использовать его для анализа тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения.

Городские территории постоянно застраиваются новыми домами – потребителями теплоты – и большинство из них необходимо подключить к централизованной системе теплоснабжения. Этим обусловлено увеличение нагрузки на котельные. Изменение энергоэффективности систем теплоснабжения при увеличении нагрузки является важной задачей энергоэффективности.

Авторами подготовлено техническое решение, позволяющее решить данную задачу. Техническое решение подготовлено к регистрации как «НОУ-ХАУ» в Вологодском государственном университете.

Техническое решение «Способ определения энергоэффективности системы теплоснабжения» позволяет показать необходимые и достаточные условия для перехода к неэнергоэффективному состоянию системы теплоснабжения.

За параметр энергоэффективности тепловой сети вместо радиуса нами выбран тариф на отпускаемую тепловую энергию в системе котельная – тепловые сети – потребитель. Изменение (увеличение) нагрузки будет отражаться в изменении тарифа на отпускаемую тепловую энергию. Например, новая тепловая сеть после изменения нагрузки может стать энергоэффективной (тариф снижается) или наоборот. Полагаем, что при изменении тарифа в меньшую сторону тепловая сеть считается энергоэффективной, а при изменении тарифа в большую сторону сеть переходит в состояние неэнергоэффективности, при котором любые дальнейшие воздействия на тепловую сеть приводят к росту тарифа.

Тариф на тепловую энергию рассчитывается по следующей зависимости [3]:

$$T_T = \frac{Z_1 + Z_2}{Q - Q_{\text{тп}}}, \quad (1)$$

где Q – общая выработка теплоты на котельной, Гкал; $Q_{\text{тп}}$ – тепловые потери, Гкал; T_T – тариф на отпускаемую тепловую энергию, руб./Гкал; Z_1 – постоянная составляющая затрат тарифа, включающая ремонт, зарплату, налоги, амортизацию и другие затраты, не зависящие количественно от выработки тепловой энергии; Z_2 – затраты на топливо.

Из переменной составляющей затрат тарифа исключаем подпиточную воду, электроэнергию и другие затраты, зависящие от выработки тепловой энергии, так как по сравнению с топливом их влияние незначительно.

Вторая составляющая может быть представлена в виде:

$$Z_2 = \frac{1}{r\eta} T_r (Q_0 + Q_{\text{тп}}), \quad (2)$$

где $Q_0 = Q - Q_{\text{тп}}$ – количество теплоты, поступающей к потребителям, Гкал; Q – общая выработка теплоты на котельной, Гкал; $Q_{\text{тп}}$ – тепловые потери, Гкал; r – теплота сгорания топлива, Гкал/м³; η – КПД brutto, %; T_r – тариф на природный газ, руб./Гкал.

Преобразуем (1) с учётом (2):

$$T_T = \frac{Z_1 + Z_2}{Q - Q_{\text{тп}}} = \frac{Z_1 + Z_2}{Q_0}, \quad (3)$$

Покажем параметры тарифа в удельном соотношении, где удельное соотношение вычисляется по зависимости:

$$\psi = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}. \quad (4)$$

Для апробации результатов данной статьи используем в качестве базы данных информацию по котельным среднего города РФ.

На гистограмме (рисунок 1) показано удельное соотношение топлива в тарифе на отпускаемую тепловую энергию ψ .

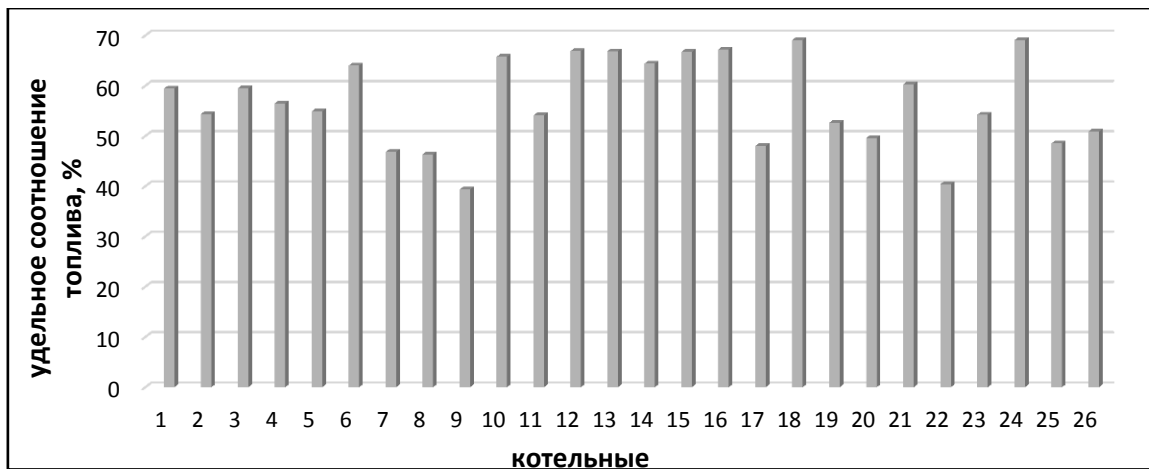


Рис. 1. Гистограмма, отображающая затраты на топливо в тарифе на отпускаемую тепловую энергию по котельным среднего города РФ в 2012 году

Видно, что в 2012 году удельное соотношение у большинства котельных более 50% и эти системы теплоснабжения находятся «за пределами радиуса энергоэффективности». При изменении Z_2 в большую сторону, приводящую к увеличению удельного соотношения ψ , тариф котельных с $\psi > 50\%$ увеличился по сравнению с 2012 годом и имеет дальнейший рост. Такие системы теплоснабжения попадают в зону энергетической неэффективности ($\psi > 50\%$), что является одним из критериев перехода системы к неэнергоэффективному состоянию.

На рисунке 2 показан график изменения среднего тарифа по котельным при увеличении тепловой нагрузки.

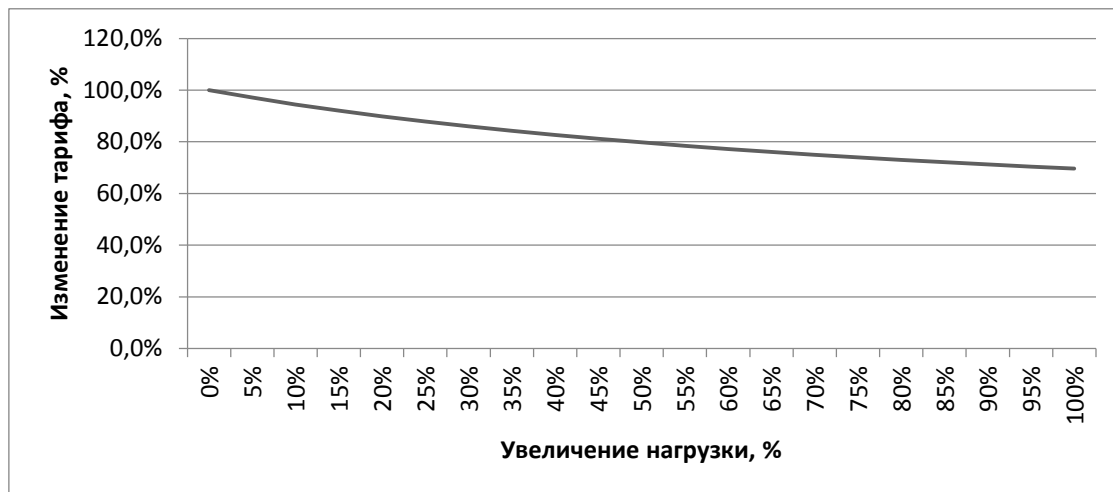


Рис. 2. Изменение среднего тарифа при увеличении нагрузки

Как видно из рисунка 2, при увеличении нагрузки (при прочих равных) тариф (стоимость) на отпускаемую тепловую энергию снижается.

Выводы:

1. Предложена методика для определения необходимых и достаточных условий для перехода к неэнергоэффективному состоянию системы теплоснабжения;
2. Определено влияние повышения нагрузки на тариф (стоимость) на отпускаемую тепловую энергию.

Список литературы:

1. Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 01.12.2014) "О теплоснабжении" [Электронный ресурс] / Консультант Плюс. – Режим доступа: <http://base.consultant.ru/>. Дата обращения: 14.12.14
2. Папушкин В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое/ В.Н. Папушкин// Новости теплоснабжения – 2010 – №9
3. Постановление правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 (ред. от 02.10.2014) "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" [Электронный ресурс]/КонсультантПлюс. Режим доступа: <http://base.consultant.ru/>. Дата обращения: 22.11.14

Перспективы развития паросиловых энергоустановок, работающих на низкокипящих рабочих телах

Кулиш А.Ю.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

E-mail: tolik.kulish1993.rambler@mail.ru

В последние годы все больший интерес проявляется к электрическим станциям, где в качестве рабочих тел паросилового цикла используются низкокипящие рабочие тела (НРТ). Технологии, лежащие в их основе, позволяют утилизировать «бросовое» низкопотенциальное тепло теплоэнергетики, металлургии, химических и нефтеперерабатывающих производств в диапазоне температур 90÷200°C. Это позволит более эффективно использовать первичные не возобновляемые энергоресурсы. Именно это направление развития энергетики определено одним из приоритетных в «Стратегии развития энергетики России до 2030 г».

Традиционным циклом, реализуемым в паросиловых энергоустановках на НРТ, является цикл Ренкина. Однако этот цикл применим для однокомпонентных рабочих тел, процессы кипения и конденсации в которых имеют изобарно-изотермический характер. Это не позволяет создать эффективно работающие теплосиловые машины для утилизации сбросного тепла во всем диапазоне температур теплоисточников.

В последние годы получили развитие исследования, направленные на поиск и разработку термодинамических циклов на смесевых рабочих телах, которые способны обеспечить работу энергоустановок в широком температурном диапазоне параметров вторичных теплоисточников за счет неизотермичности процессов конденсации и испарения. Однако, переход с однокомпонентных рабочих тел на смесевые до сих пор остается дискуссионным и требует проведения дополнительных исследований.

Энергетические установки по использованию низкопотенциального тепла отвечают современной концепции децентрализованного электропитания и могут быть использованы не только как дополнительные источники электроэнергии, но и как автономные источники электропитания загородных домов, небольших поселков, удаленных от электросетей промышленных объектов.

В летнее время основной проблемой является отсутствие постоянных потребителей тепла в межотопительный период, что снижает эффективность их работы. Если использовать сбросы пара на выработку электроэнергии с использованием низкикипящих рабочих тел, то можно этот недостаток скомпенсировать.

Можно повысить КПД использования первичных энергоресурсов на 10÷20% за счет сбросного тепла при утилизации и выработки электроэнергии, которая могла бы быть использована для собственных нужд промышленного предприятия, а в перспективе для выдачи электроэнергии в единую электросеть страны.

Преимущества энергоустановок с низкикипящими рабочими телами привели к интенсивному развитию этой техники за рубежом, особенно в Японии, США, КНР, Канаде и Франции, Италии и Израиле. Перспективность и универсальность таких установок вызывается широким выбором источников тепла, включая: а) низкотемпературный отработанный пар, б) горячую сточную воду, в) внутритехнологические низкопотенциальные потоки, г) солнечную энергию, д) геотермальную энергию.

Первый крупный шаг был сделан фирмой «Ормат», которая разработала энергетический модуль номинальной мощностью 1,2 МВт с унифицированной турбиной и системой автоматизации. Энергомодули фирмы Ормат установлены на ряде химических предприятий в США и на газоперекачивающей станции в Канаде. Бинарные утилизационные установки особенно эффективны в нашей стране из-за низких зимних температур. Как показывают расчеты, применение бинарных и комбинированных блоков на выхлопе ГТУ газоперекачивающих агрегатов может на 20-30% сократить расход газа. Заметное энергосбережение возможно также на тепловых электростанциях и на металлургических предприятиях. Поэтому для создаваемых отечественных бинарных энергоблоков будет обеспечен достаточно широкий рынок.

Первая в мире геотермальная промышленная энергоустановка УЭФ-90/05 российского производства мощностью 600 кВт на хладоне R-12 была испытана на Камчатке в конце 60-х годов прошлого века. С тех пор приоритет в этой области нашей страной был утрачен, а проблемы децентрализованного энергоснабжения наоборот только обострились, вызвав ренессанс в области НИОКР.

Энергоустановки с низкикипящими рабочими телами можно также использовать для утилизации сбросной теплоты конденсаторов паровых и тепла выхлопов газовых турбин. Высокая экономичность утилизации тепла выхлопа газовой турбины во фреоновой энергоустановке хорошо видна из опыта эксплуатации турбины фирмы «Trankline Gns Co» (США). Фреоновая турбина (рабочее тело R-11) мощностью 347 кВт применена здесь в качестве вторичного двигателя в бинарной двигательной установке в компрессорной станции для сжатия природного газа. Ею утилизируется тепло выхлопных газов, газовой турбины мощностью 1000 л.с. Применение такого бинарного цикла, позволило повысить к.п.д. газо-турбинной установки с 20 до 30%. В Японии фирма «Jshihawajima – Harima Heavy Industries» разработала энергоустановку с фреоновым турбогенератором мощностью 3,8 МВт для утилизации сбросного тепла химических производств.

Но помимо преимуществ есть и недостатки. Необходимо учитывать многочисленные свойства хладагентов с тем, чтобы обеспечить высокие энергетические и эксплуатационные характеристики низкотемпературных установок. Среди них:

- токсичность, воздействие на людей и животных;
- воздействие на биологическом и генетическом уровнях;
- запах;
- горючесть и взрывоопасность;
- прямое воздействие на глобальное потепление;
- влияние на озоновый слой земли, и многие другие;

Ясно, что фреоны, отвечающие всем этим требованиям, в природе отсутствуют. Любое решение в пользу того или иного веществам – результат компромисса. Из всех соединений вода и аммиак с точки зрения термодинамики наиболее совершенные рабочие тела. Однако применение воды ниже 0°C невозможно, а аммиак обладает проникающим резким запахом, взрывоопасен и токсичен. Не обладают запахом, невзрывоопасны и нетоксичны фреоны, но их молекулы разрушают озоновый слой планеты. С точки зрения термодинамики и энергетических показателей интересны углеводороды. Но они разрушают озоновый слой Земли и не способствуют глобальному потеплению. Однако их «Ахилессова пята» – пожароопасность. На подобных противоречиях базируется любое практическое решение, поскольку анализируются как термодинамические свойства вещества, так и энергетические характеристики.

Появление фторхлорбромзамещенных предельных углеводородов устранило все преграды для их использования в промышленности, торговле, медицине и т.д. Все они являются озонразрушающими. Можно выделить следующее:

- атомы хлора и, особенно, фтора способствует «долгожительству» соединения;
- появление водорода в молекуле повышает горючесть;
- хлор способствует токсичности.

Задачи сбережения озонового слоя Земли, снижение последствий глобального потепления расширили требования к низкокипящим рабочим телам.

Смеси не имеющие азеотропную точку называются «неазеотропными» или чаще «зеотропными».

Недостатком азеотропных рабочих тел является узкий температурный диапазон их эффективной работы в пределах 10...30°C температуры греющего источника.

Это одна из основных проблем, сдерживающих в целом развитие низкопотенциальной энергетики. Неазеотропные смеси позволяют осуществлять подвод и отвод тепла из термодинамического цикла при переменных температурах, что увеличивает эффективность теплообмена между рабочим телом и внешними теплоисточниками в основных аппаратах.

Смесевым рабочим телом, которое удовлетворяет условиям энергоэффективности и экологичности, является водоаммиачный раствор. Вода и аммиак – это природные вещества. С помощью изменения концентрации аммиака можно существенно расширить диапазоны температур и давлений рабочего цикла. Во время утечек аммиака можно легко устранить проблему при помощи нейтрализации его водой.

Характерной особенностью двухкомпонентных рабочих тел и, в частности, водоаммиачной смеси является изменение температуры в процессах кипения и конденсации при постоянном давлении. Сначала при более низкой температуре кипит аммиак, по мере снижения концентрации аммиака в растворе температура кипения повышается. При конденсации, наоборот, первой при более высокой температуре конденсируется вода, а для конденсации аммиака требуется более низкая температура. Непостоянство температур позволяет использовать различные регенеративные схемы энергоустановок для повышения их КПД.

Возможность использования водоаммиачной смеси как рабочего тела энергетических и холодильных установок была исследована в монографии; были указаны наиболее эффективные тепловые схемы в зависимости от температуры греющего источника (в зарубежных публикациях для подобных схем используется термин «цикл Калины»).

Вопросы применения водоаммиачного раствора (ВАРТ) в качестве рабочего тела для тепловых двигателей рассматривались советскими учеными еще в середине прошлого века. В 1955 году профессор Л.М.Розенфельд впервые предложил использовать ВАРТ в паросиловом цикле электрической станции. А.И. Калина в дальнейшем модифицировал паротурбинные циклы ВАРТ за счет введения системы развитой регенерации и запатентовал разработанные им тепловые схемы. По последним сведениям изобретения А.И. Калины общим числом 362 запатентованы в нескольких странах мира.

Цикл Калины реализован в Каног Парке (Лос-Анджелес, Калифорния, опытная станция), электрическая мощность 1,8 МВт, на геотермальных электростанциях в Хусавике (Исландия), 1,8 МВт, в Унтерхахене, Мюнхен, 4 МВт, на 2-х геотермальных станциях в Японии, на 2-х станциях в Китае, на Тайване, а также на нескольких цементных и металлургических заводах.

В заключении хотелось бы отметить, что на основании проведенного литературного обзора обозначены основные вопросы, возникающие при проектировании элементов ТЭС на НРТ. Выполнен обзорный анализ данных об опыте эксплуатации ТЭС на НРТ. Сформирована научно-техническая база, содержащая сведения о действующих установках, и проектных проработках. Исследован зарубежный опыт применения НРТ.

Список литературы:

1. Поваров О.А., Саакян В.А., Никольский А.И. и др. Бинарные электрические станции // Тяжелое машиностроение, 2003. №8. С. 13-15
2. Розенфельд Л.М., Ткачев А.Г. Холодильные машины и аппараты. М.: Госторгиздат, 1955.
3. Гринман М.И., Фомин В.А. Перспективы применения энергетических установок с низкокипящими рабочими телами// Сб. докл. Всероссийской конференции «Реконструкция энергетики-2009» - С.27-30
4. Кочтова Е.В. Перспективы водоаммиачного смесового рабочего тела в энергетике. Наука Инновации Технологии / Е.В. Кочтова, С.Л. Елистратов. Новосибирск 2013. - 3с.

Повышение эффективности работы регулируемых приводов вспомогательного оборудования ТЭЦ

Салов А.Г., Кухарев А.В.

*Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара,
E-mail: Aleksey-salov@rambler.ru.*

Вспомогательное оборудование ТЭЦ после перехода нашей страны к рыночным отношениям стало работать в нерасчетных режимах, поскольку после 1990 года упала тепловая и электрическая нагрузки, и произошло существенное перераспределение в тепловых нагрузках между промышленным потреблением пара и теплофикационной составляющей. В работах [1,2] показано, что это привело к росту относительных затрат электрической энергии на собственные нужды более, чем в два раза. Учитывая, что на ТЭЦ установлены питательные насосы с электроприводами мощностью 4 МВт, то увеличения затрат на собственные нужды станции существенно влияют на себестоимость отпускаемой продукции.

Для снижения затрат электрической энергии на собственные нужды вспомогательного оборудования ТЭЦ при работе их на пониженных нагрузках актуальным является использование регулируемого привода – гидромуфты или частотно регулируемого привода. Гидромуфта существенно дешевле частотно регулируемого привода, но при её работе выделяется до 15% тепловой энергии, которую необходимо использовать в цикле станции для повышения экономичности её использования.

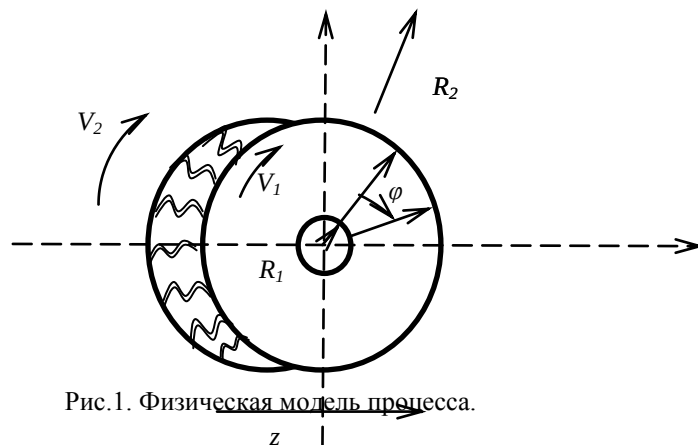


Рис.1. Физическая модель процесса.

Гидромуфта является силовой трансмиссией, которая связывает электродвигатель с питательным насосом. Основными частями гидромуфты являются фрикционные диски поочередно насаженные на ведомый и ведущий валы. Диски находятся в масле, которое постоянно

прокачивается через гидромфту. В зависимости от степени прижатия дисков между собой скорость вращения насоса может быть равной скорости вращения электродвигателя и составлять 50% от неё при появлении проскальзывания между ними. Масло является вязкой жидкостью и при проскальзывании дисков масло нагревается и его необходимо охлаждать [251]. Отводимое маслом тепло нужно использовать в цикле станции на подогрев различных потоков воды и конденсата.

Для оценки количества выделившейся тепловой энергии в гидромфте построим математическую модель теплообмена в смазке. Физическая модель процесса приведена на рис. 1.

Два рядом расположенных диска вращаются с различными скоростями. Внутренний диаметр дисков равен R_1 , наружный радиус дисков – R_2 . Смазка является вязкой ньютоновской жидкостью.

В цилиндрической системе координат уравнение энергии для слоя смазки запишем в следующем виде:

$$c\rho v(z) \frac{\partial t}{\partial r} - \lambda \left(\frac{1}{r} \frac{\partial t}{\partial r} + \frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 t}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right) = \mu(t) \left(\frac{\partial v(z)}{\partial z} \right)^2$$

где: r, φ, z - оси цилиндрической системы координат, $v(z)$ – скорость проскальзывания, C – теплоёмкость смазки, ρ – плотность смазки, λ – коэффициент теплопроводности смазки, $\mu(t)$ – кинематическая вязкость смазки t – температура смазки.

Так как температура внутренней поверхности вращающегося диска постоянна, то она не изменяется по φ , т. е.

$$\frac{\partial t}{\partial \varphi} = 0 \quad \text{и} \quad \frac{\partial^2 t}{\partial \varphi^2} = 0$$

С учетом этого уравнение (1) примет вид:

$$c\rho v(z) \frac{\partial t}{\partial r} - \lambda \left(\frac{1}{r} \frac{\partial t}{\partial r} + \frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right) = \mu(t) \left(\frac{\partial v(z)}{\partial z} \right)^2 \quad (1)$$

Для вязкой жидкости уравнение движения принимает следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\mu(t) \left(\frac{\partial v(z)}{\partial z} \right) \right) = 0 \quad (2)$$

Реологическое уравнение и уравнение сплошности для смазки имеют вид:

$$\tau = \mu(t) \left(\frac{\partial v(z)}{\partial z} \right) \quad \int_{-h}^h \frac{\partial v(z)}{\partial z} dz = w \quad (3)$$

где: τ – касательные напряжения в смазке, $w = v_2 - v_1$ – разность скоростей вращения дисков.

Уравнение вязкости смазки:

$$\mu(t) = \mu_0(p, t_0) e^{-t\delta} \quad (4)$$

где p – давление в зоне смазки t_0 – начальная температура смазки – постоянны, δ – температурный коэффициент смазки, t – текущая температура смазки.

Граничные условия:

$$t \Big|_{r=R_2} = t_0 \quad t \Big|_{|z|=h} = t_0$$

Запишем уравнение сплошности (3) с учетом соотношения (2) в следующем виде:

$$w = \int_{-h}^h \frac{\partial v(z)}{\partial z} dz = \int_{-h}^h \mu(t) \frac{\partial v(z)}{\partial z} \frac{dz}{\mu(t)} = \mu(t) \frac{\partial v(z)}{\partial z} \int_{-h}^h \frac{dz}{\mu(t)} \quad (5)$$

Из соотношения (5) выразим правую часть уравнения энергии для смазки:

$$\mu(t) \left(\frac{\partial v(z)}{\partial z} \right)^2 = \frac{1}{\mu(t)} \left(\mu(t) \frac{\partial v(z)}{\partial z} \right)^2 = \frac{1}{\mu(t)} w^2 / \left(\int_{-h}^h \frac{dz}{\mu(t)} \right)^{-2} \quad (6)$$

Запишем соотношение (6) относительно градиента скорости скольжения в смазке

$$\frac{\partial v(z)}{\partial z} = \frac{1}{\mu(t)} w \left/ \int_{-h}^h \frac{dz}{\mu(t)} \right. \quad (7)$$

Из соотношения (6) определим соотношение для скорости смазки внутри слоя

$$\int_{v_c(z)}^{v_2} dv_c = \int_{-h}^z \frac{w}{\int_{-h}^h \frac{dz}{\mu(t)}} dz \quad (8)$$

Вычисляя интеграл в левой части уравнения (8) и вынося за знак интеграла комплексы не зависящие от z в правой части уравнения, получим следующее соотношение относительно скорости смазки

$$v_c(z) = v_2 - w \frac{\int_{-h}^z \frac{dz}{\mu(t)}}{\int_{-h}^h \frac{dz}{\mu(t)}} \quad (8)$$

Подставляя соотношение (8) и уравнение (4) в уравнение (1) получим:

$$\frac{1}{ar} \left(v_2 - w \frac{\int_{-h}^z e^{t\delta} dz}{\int_{-h}^h e^{t\delta} dz} \right) \frac{\partial t}{\partial r} - \frac{1}{r} \frac{\partial t}{\partial r} - \frac{\partial^2 t}{\partial r^2} - \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} = \frac{\mu_0 w^2}{\lambda} \frac{e^{t\delta}}{\left(\int_{-h}^h e^{t\delta} dz \right)^2} \quad (9)$$

где: $a = \frac{\lambda}{c\rho}$ – коэффициент температуропроводности смазки.

В реальных условиях работы гидромукфты толщина слоя смазки между дисками существенна и скорости вращения ведомого и ведущего валов значительно отличаются друг от друга. Этот режим имеет место при регулировании оборотов ведомого диска. При таких условиях работы конвективный теплоотвод по оси r существенно выше кондуктивного теплоотвода по осям r и z . Всё выделившееся в смазке тепло уносится потоком прокачиваемой через зазор h смазки.

$$w \frac{\partial t}{\partial r} \gg \frac{\partial^2 t}{\partial r^2} \quad w \frac{\partial t}{\partial r} \gg \frac{1}{r} \frac{\partial t}{\partial r} \quad w \frac{\partial t}{\partial r} \gg \frac{\partial^2 t}{\partial z^2}$$

Пренебрегая вторым, третьим и четвертым членами в левой части уравнения (9) запишем его асимптотическое представление в виде:

$$\frac{1}{r} \left(v_2 - w \frac{\int_{-h}^z e^{t\delta} dz}{\int_{-h}^h e^{t\delta} dz} \right) \frac{\partial t}{\partial r} = \frac{\mu_0 w^2}{c\rho} \frac{e^{t\delta}}{\left(\int_{-h}^h e^{t\delta} dz \right)^2} \quad (10)$$

Найдем приближенное решение уравнения (10). Полагаем, что профили температур и скоростей слабо изменяются по координате z , тогда второе слагаемое в скобках перед первым членом уравнения является малым по сравнению с первым слагаемым. В этом случае им можно пренебречь и уравнение (10) принимает следующий вид:

$$\frac{1}{r} v_2 \frac{\partial t}{\partial r} = \frac{\mu_0 w^2}{c\rho} \frac{e^{t\delta}}{4h^2 e^{2t\delta}} = A e^{-t\delta} \quad (11)$$

где: $A = \mu_0 w^2 / 4c\rho h^2$

Решение уравнения (11) находим методом разделения переменных, полагая

$$t(r, z) = T(r)\theta(z) \quad (12)$$

Подставляя соотношение (12) в уравнение (11), разделяя переменные, интегрируя обе части уравнения и выражая результат относительно температуры смазки получим:

$$t = \frac{1}{\delta} \ln \left(\frac{\delta A}{2v_2} (r - R_1) + e^{t_0 \delta} \right) \quad (13)$$

Правая часть уравнения (11) это есть количество тепла, уносимого конвекцией из гидромуфты. Подставляя в нее соотношение (13) для температуры смазки и полагая в нем $r = R_2$, получим соотношение для количества тепла, выделившегося в контакте между двумя дисками

$$Q = c\rho A e^{-\delta T_0} = c\rho A \exp - \delta \left[\frac{1}{\delta} \ln \left(\frac{\delta A}{2v_2} (R_2 - R_1) + e^{t_0 \delta} \right) \right] = c\rho A \frac{1}{\frac{\delta A}{2v_2} (R_2 - R_1) + e^{t_0 \delta}} \quad (14)$$

Подставляя в соотношение (14) значение коэффициента A получим:

$$Q = \frac{c\rho v_2 \mu_0 w^2}{\delta \mu_0 w^2 (R_2 - R_1) + 4c\rho h^2 v_2 e^{t_0 \delta}}$$

Общее количество тепла выделившегося в гидромуфте определяем по формуле:

$$Q_{\text{общ}} = 2nQ,$$

где: n -число пар дисков в гидромуфте.

На основании полученного решения проведён анализ тепловыделения в гидроприводе питательного насоса одной из ТЭЦ, имеющего электродвигатель мощностью 4 МВт.

Эффективной зоной регулирования гидропривода является диапазон изменения скорости вращения ведомого вала в пределах 0,5 - 0,9 от скорости вращения ведущего. При более низкой скорости происходит снижение величины крутящего момента, и эффективность применения гидропривода резко падает.

Динамика изменения потерь показывает, что в рабочей зоне регулирования гидромуфты выделяется существенное количество тепловой энергии – около 600 кВт в час.

Это тепло необходимо использовать в цикле станции, например, для подогрева исходной поступающей на ТЭЦ сырой технической или питьевой воды перед её обработкой в химическом цеху станции.

Список литературы:

1. Дилигенский Н.В., Салов А.Г., Гаврилова А.А., Гаврилов В.К. Комплексный анализ режимов работы основного оборудования генерирующих предприятий и расходов электрической энергии на собственные нужды. // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». – 2008.- №2 (22).-с.186-195.
2. Салов А.Г., Гаврилова А.А. Системный анализ и моделирование деятельности энергетических генерирующих предприятий с целью оценки эффективности их функционирования в условиях становления рыночных отношений.//Вестник Саратовского государственного технического университета. Саратов.-2008.- №1. – С.86-91.

Управление ядерными знаниями в высших учебных заведениях

Перминова М.В., Демянюк Д.Г.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: masha199303@gmail.com

На сегодняшний день проблема потери знаний на предприятиях в различных отраслях особо актуальна. Особое внимание стоит уделить атомной промышленности. Ядерные технологии имеют огромный жизненный цикл, наглядным примером является атомная станция. Ее проектирование занимает не менее десяти лет, строительство также является долгим процессом, который требует соответствующих знаний и опыта прошлых лет, далее следует эксплуатация и затем снятие с эксплуатации. Весь этот процесс требует фиксирования накопленных знаний в процессе работы и помимо этого, наращивания и улучшения. Потеря знаний и опыта в этой области является не только экономической потерей. Это настоящая научно-технологическая катастрофа, связанная с утратой научной школы, т.е. профессиональных компетентных кадров, системы высшего образования в данной области, экспериментальной базы, а также новых

поколений молодых ученых. Восстановление таких потерь, если это вообще возможно потребует десятилетий упорных усилий государства.

Зачастую знания и опыт прошлых лет не зафиксированы документально. Причиной потери ядерных знаний, может послужить множество факторов, такие как старение кадров, уход опытных специалистов, деградация технологических навыков и потеря «know-how», потенциальное снижение безопасности и возможности исчезновения инновационного потенциала.

В связи со всеми выше перечисленными факторами, в последнее время государства с активно развивающейся ядерной промышленностью, международные организации, а также предприятия должное внимание уделяют управлению знаниями, включающие стратегии и разработку программ для сбора, хранения и передачи накопленных знаний и опыта новому поколению.

Не стоит упускать из внимания и ядерные университеты, которые непосредственно учувствуют в подготовке кадров для работы в атомной промышленности. Основополагающие знания, которые имеют специалисты атомной промышленности, закладываются в процессе обучения в высших образовательных учреждениях. Поэтому в данной работе поднимается вопрос сохранения ядерных знаний непосредственно в ядерных университетах, который также подразумевает создание концепции для сбора, обработки, хранения этих знаний и их предоставления в наиболее удобном формате.

Разработка данной концепции обеспечит доступ к существующему наследию ядерных знаний, обеспечит передачу знаний новому поколению, а также позволит заполнить пробелы, появившиеся в связи с потерей ядерных знаний.

В 2001 году МАГАТЭ провело первые встречи и семинары по данной теме и инициировало процесс реформирования INIS (International Nuclear Information System) — международной системы ядерной информации МАГАТЭ. Генеральная конференция МАГАТЭ приняла несколько резолюций по управлению знаниями в атомной промышленности, которые обязали экспертов МАГАТЭ разработать соответствующие практические меры. Первая резолюция принята в 2002 году, она была повторно сформулирована в 2004-м и в 2006 году. В 2012 году МАГАТЭ выпускает сразу несколько документов, затрагивающих тему управления знаниями. С учетом проблем государств — членов этой организации в области использования ядерной энергии в МАГАТЭ подготовлена и действует программа по управлению и сохранению ядерных знаний. Основная цель — создание культуры управления ядерными знаниями. В 2005 году МАГАТЭ разработало концепцию управления знаниями для организаций, осуществляющих деятельность в области мирного использования атомной энергии. [1].

Примером применения системы управления знаниями в ядерной промышленности является канадский проект Canteach [4]. Где собрана база данных всей технической документации, относящейся к ядерно-энергетической системе CANDU. Открытый доступ к информации имеют сотрудники и потенциальные клиенты организации.



Рис. 1. Структура Физико-технического института.

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет (ТПУ) является одним из ведущих ядерных университетов России. Также, университет входит в ассоциацию консорциума опорных вузов государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» (ГК Росатом), которая ведет активную деятельность по внедрению в свою структуру системы управления ядерными знаниями. Университет с такой сложной организационной структурой как ТПУ имеет огромный поток знаний и информации, которые требуют четко налаженного управления ими. Целью настоящей работы является изучение опыта ГК Росатом в создании системы управления знаниями и далее внедрение этой системы на уровне Физико-технического института (ФТИ). Внедрение концепции в структуру института обеспечит доступ к существующему наследию ядерных знаний, обеспечит передачу знаний новому поколению, а также позволит заполнить пробелы, появившиеся в связи с потерей ядерных знаний.

Организационная структура ФТИ представлена на рисунке 1.

Такая сложная структура института, подразумевает огромный поток информации, которая является результатом научной деятельности, как сотрудников, так и студентов института. Эта информация структурируется на отдельные блоки. Схема информационных процессов представлена на рисунке 2.

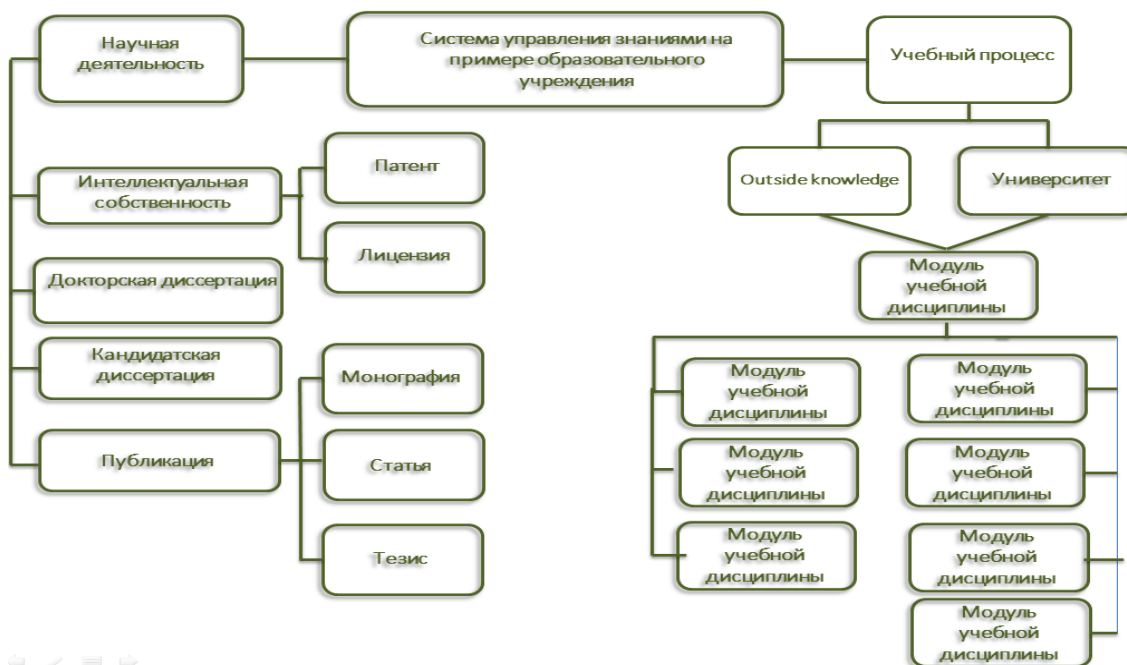


Рис. 2. Схема управления процессом в системе знаний на примере высшего учебного заведения

Портал научно-технической информации (НТИ) представляет собой библиотеку, в которой собраны научные исследования, разработки, публикации всех сотрудников и студентов института, а также опыт работы прошлых поколений. Вся эта информация находится в открытом доступе для сотрудников и учащихся.

Главная страница портала содержит общую описательную информацию о проекте, новостной портал, материалы СУЗ. Портал состоит из девяти информационных разделов (рисунок 3).

1. Публикации.

2. Архив научно-технической документации. Каталог оцифрованного архива научно-технической документации института (научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки, недействующие патенты и т.д.)

3. Научно-исследовательские работы (НИР), готовые к коммерческой реализации.

4. Объекты интеллектуальной собственности. Раздел содержит результаты интеллектуальной деятельности сотрудников ФТИ.

5. Материалы научно-технических мероприятий (НТМ). Здесь содержатся материалы конференций, семинаров, симпозиумов и др. НТМ, проводимых физико-техническим институтом или материалы конференций, семинаров, симпозиумов, в которых принимали участие сотрудники.

6. Эксперты отрасли. Сведения об экспертах ФТИ по тематическим направлениям.

7. Сводный каталог НТБ и изданий отрасли. Коллекция состоит из трех разделов: сводный каталог научно-технической библиотеки, издание отрасли и полнотекстовые издания.

8. Научные онлайн ресурсы. Активные ссылки на действующие информационные ресурсы.

9. Отраслевые журналы.

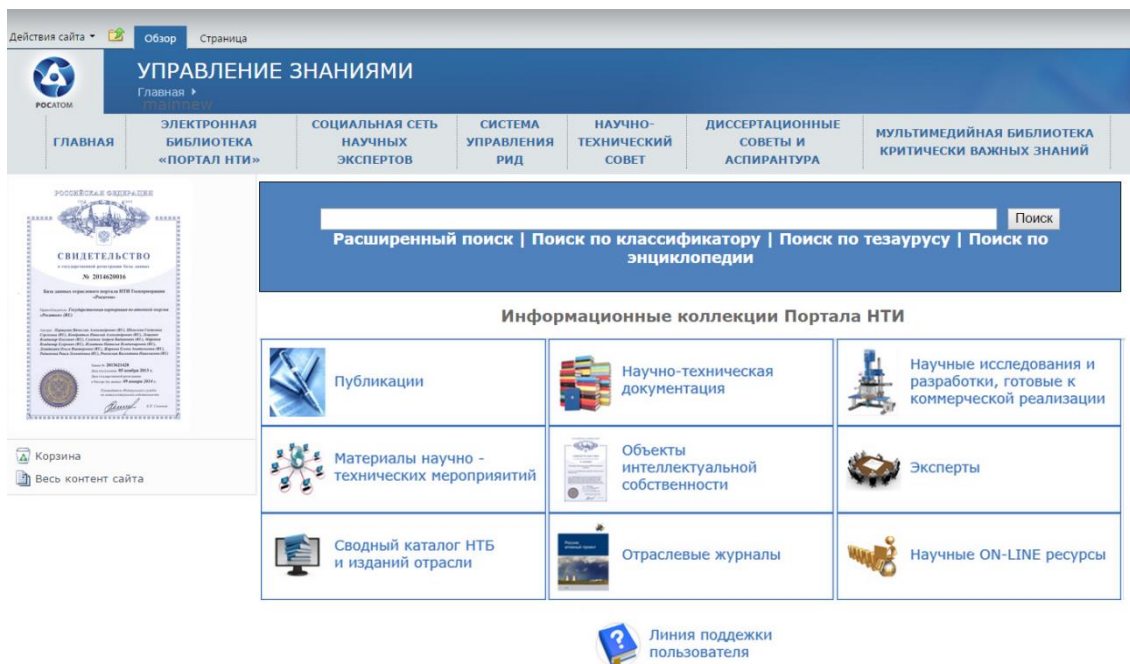


Рис. 3. Электронная библиотека портала НТИ.

Начиная свое научное исследование, сотрудник тратит восемьдесят процентов своего времени на решение старых, уже известных задач и только двадцать процентов — на поиск новых инновационных решений. Благодаря portalу НТИ эта пропорция может быть изменена в точности до наоборот.

На данный момент произведена интеграция в СУЗ ГК «Росатом», процесс становления системы управления ядерными знаниями Национального исследовательского Томского политехнического университета находится на начальной стадии. Начинается оцифровка всех накопленных знаний, технической документации Физико-технического института и пополнение электронной библиотеки. После практического применения системы на уровне Физико-технического института, планируется расширение концепции и ее внедрение во все институты Томского политехнического университета.

Список литературы:

1. International Atomic Energy Agency; Risk Management of Knowledge Loss in Nuclear Industry Organizations.-2006, 29 с.
2. Hauke Heier, Hans P. Borgman, Andreas Manuth; Siemens: Expanding the Knowledge Management System ShareNet to Research & Development. - Idea group Publishing, USA, 2005. 209 с.
3. Mikael Ericsson, Sebastian Reismar. Knowledge Management in Construction: an approach for best practice diffusion in Skanska Sweden AB. - Chalmers reproservice, Göteborg, Sweden, 2011. 76с.
4. Bill Garland, Yulia Kosarenko, Dan Meneley. Preserving CANDU Technical Knowledge. The CANTEACH Project. - Bulletin Can. Nuc. Soc., 2003. 124с.

Анализ и моделирование оптимальной величины запасов теплогенерирующих предприятий
Переславцев И.О., Салов А.Г.

Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара,

E-mail: Aleksey-salov@rambler.ru.

Переход экономики России к рыночным отношениям привел к ликвидации многих предприятий машиностроительной отрасли, авиационной промышленности. Из выживших в новых экономических условиях предприятия нефтехимии и нефтепереработки отказались от услуг энергетических предприятий, перейдя на собственные источники тепловой энергии. Это привело к неритмичности работы энергетических предприятий из-за снижения потребления электрической и тепловой энергии промышленными предприятиями, изменения соотношения между выработкой технологического пара и тепловой энергии на обеспечение отопительной нагрузки. Эти изменения привели к снижению эффективности выработки тепловой и электрической энергии предприятиями энергетики, росту себестоимости энергоносителей, снижению конкурентоспособности.

На повышение энергоэффективности производства тепловой и электрической энергии генерирующими предприятиями в значительной степени влияет совершенство организацией их управления. Одной из задач системы управления является бесперебойное обеспечение предприятия материальными ресурсами, обеспечивающими бесперебойную и надёжную работу энергетического предприятия, что при плановой экономике являлось задачей вышестоящей организацией.

Материально-технические запасы на складах предприятий с одной позволяют планировать процесс закупок и поиск относительно дешёвых поставок благодаря участию во многих конкурсах, а с другой стороны излишние запасы на складе приводит к замораживанию денежных средств, старению и как следствие, к увеличению себестоимости производимой продукции.

Большие запасы обеспечивают производственные потребности с высокой степенью надёжности, но стоимость их хранения, обслуживания на складах растёт. Из этого вытекает, что затраты на обеспечение материальными запасами носят экстремальный характер и актуальным является определение необходимых объёмов поставки.

Анализ статистических данных величины запасов на энергетических предприятиях Самарской области показал, что она является случайной, а среднестатистический запас определяется по соотношению:

$$v = \frac{1}{n+1} \sum_{i=0}^n x_i \quad (1).$$

Положим, что распределение запасов на складе происходит в соответствии с нормальным законом и описывается следующей функцией распределения:

$$P(x) = \frac{1}{\delta \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-v)^2}{2\delta^2}} \quad (2)$$

где: δ - среднеквадратичное отклонение реальных запасов от среднего значения v , x - некоторое конкретное значение запасов на складе.

Тогда величину запасов на складе можно описать интегральной функцией распределения вероятностей следующим образом:

$$F(x) = \int_{-\infty}^{x_1} P(x) dx \quad (3)$$

Подставляя (2) в (3) и вычисля интеграл, получим:

$$F(x_1) = \frac{1}{2} \left(1 + \operatorname{erf} \left(\frac{x_1 - v}{\sqrt{2}\delta} \right) \right) \quad (4)$$

$$\text{где: } \operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-x^2} dx - \text{функция ошибок Гаусса [1].}$$

Полученное соотношение (4) характеризует вероятность того, что величина случайных запасов на складе будет меньше фиксированного запаса

Далее полагаем, что характеристики затрат на хранение запасов пропорциональны годовому количеству заказов и стоимости обслуживания одного заказа

$$z_1 = \alpha x_1 \quad (5)$$

где: $\alpha = Ic$ - затраты на хранение, I - количество заказов в год (ед./год), c - стоимость обслуживания единицы заказа (руб./ед.).

Стоимость хранения запасов также является случайной величиной, а функция вероятности их есть математическое ожидание затрат на хранение, которое будет определяться следующей зависимостью:

$$F_1(z_1) = F(\alpha x_1) = \frac{1}{2} \left(1 + \operatorname{erf} \left(\frac{x_1 - va}{\delta \sqrt{2}} \right) \right) \quad (6)$$

Задавшись вероятностью обеспечения объёмов запасов $F_{зад}$ и решая уравнение (6) найдём соотношение для величины запасов на хранение

$$\begin{aligned} \operatorname{erf} \left(\frac{x^* - va}{\delta \sqrt{2}} \right) &= 2F_{зад} - 1, \\ \frac{x^* - va}{\delta \sqrt{2}} &= \operatorname{erf}^{-1}(2F_{зад} - 1), \\ x^* &= av + A \end{aligned} \quad (7),$$

где: x^* - величина запасов на хранение, обеспечиваемая с вероятностью $F_{зад}$,

$$A = \delta \sqrt{2} \operatorname{erf}^{-1}(2F_{зад} - 1)$$

Из полученного решения (7) видно, что затраты на хранение возрастают с увеличением их объёма, а также с ростом требований к вероятности обеспечения производства материальными ресурсами, принимая максимальное значение при $F_{зад} = 1$.

Далее полагаем, что затраты связанные с приобретением (обеспечением) запасов обратно пропорциональны их объёмам [1], тогда получим:

$$z_2 = \frac{\lambda B}{x} = \frac{\beta}{x}, \quad (8)$$

где: z_2 - стоимость обеспечения заказов, B - стоимость подачи заказа (руб./заказ), λ - интенсивность потребления заказов (ед./год), β - показатель затрат на обеспечение запасов, x - объём запасов.

В условиях рыночных механизмов, когда стоимость обеспечения запасов зависит от спроса и предложения величина z_2 является случайной величиной.

Далее будем также считать, что в период перехода к рыночным отношениям показатель затрат на обеспечение запасов β из-за изменчивости производственных программ, нестабильности цен на рынке и неритмичности работы оборудования является также случайной величиной.

Показатель затрат на обеспечение заказов опишем дифференциальной функцией распределения с нормальным законом следующего вида:

$$P_2(x) = \frac{1}{\varepsilon \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x - \beta)^2}{2\varepsilon^2}} \quad (9)$$

где: ε^2 - среднеквадратичный разброс от среднестатистического значения показателя затрат на обеспечение заказов.

Интегральная функция распределения, отвечающая соотношению (9) записывается аналогично (3)

$$F_2(x_1) = \int_{-\infty}^{x_1} P_2(x) dx = \frac{1}{2} \left(1 + \operatorname{erf} \left(\frac{x_1 - \beta}{\varepsilon \sqrt{2}} \right) \right) \quad (10)$$

Вычисляя интеграл в соотношении (10) получим:

$$F_2(x_1) = \frac{1}{2} \left(1 + \operatorname{erf} \left(\frac{x_1 - \beta}{\varepsilon \sqrt{2}} \right) \right) \quad (11)$$

В предельном случае при $\varepsilon \rightarrow 0$ значение показателя β является детерминированной величиной с интегральной функцией распределения

$$F_2(x_1) = H(x_1 - \beta) \quad (12)$$

Затраты на обеспечение заказов z_2 являются частным двух случайных величин β и x , поэтому для нахождения функции распределения $F_0(z_2)$ запишем следующее соотношение [2]:

$$F_0(z_2) = \int_0^\infty F_2(x_1 y) P(y) dy + \int_{-\infty}^0 (1 - F_2(x_1 y)) P(y) dy \quad (13)$$

Подставляя в (19) соотношения (2) и (11) получим:

$$F_0(z_2) = \frac{1}{2\delta\sqrt{2\pi}} \int_0^\infty \left(1 + \operatorname{erf} \left(\frac{x_1 y - \beta}{\sqrt{2}} \right) \right) e^{-\frac{(y-v)^2}{2\delta^2}} dy + \\ + \frac{1}{2\delta\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^0 \left(1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x_1 y - \beta}{\varepsilon \sqrt{2}} \right) \right) e^{-\frac{(y-v)^2}{2\delta^2}} dy \quad (14)$$

Получить аналитическое решение уравнения (14) в явном виде не удаётся, в [3] получено приближенное решение для асимптотического представления при $\varepsilon \rightarrow 0$ и для положительных значений $x_1 > 0$ в следующем виде:

$$F_0(z_2) = \frac{1}{2} \left(\operatorname{erf} \left(\frac{vx_1 - \beta}{x_1 \delta \sqrt{2}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{v}{\delta \sqrt{2}} \right) \right) + 1 \quad (15)$$

Определим статистические характеристики суммарных затрат на складирование как сумму случайных функций, используя правила суммирования случайных функций в следующем виде [3]

$$F(z_3) = \int_{-\infty}^\infty F_0(x_1 - y) P_1(y) dy \quad (16)$$

Подставляя в выражение (16) функции (2) и (15) получим:

$$F(z_3) = \frac{1}{2\varepsilon\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^\infty \left(\operatorname{erf} \left(\frac{vx_1 - \beta}{\delta x_1 \sqrt{2}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{v}{\delta \sqrt{2}} \right) \right) e^{-\frac{(y-\alpha v)^2}{2\delta^2}} dy + \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(y-\alpha v)^2}{2\delta^2}} dy \quad (16)$$

Асимптотическим представлением интеграла при $\delta \rightarrow 0$ с учетом того, что резкий минимум экспоненты в подинтегральной функции будет при $y = v$ получим:

$$F(z_3) = \frac{1}{2} \left(\operatorname{erf} \left(\frac{v(x_1 - \alpha v) - \beta}{\delta \sqrt{2}(x_1 - \alpha v)} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{v}{\delta \sqrt{2}} \right) \right) + 1 \quad (17)$$

Из полученного решения определим суммарную величину затрат на складирование задавшись требуемой вероятностью обеспечения запасами. Положив в (17) $F(z_3) = F_{зад}$ и обозначая суммарные затраты через $\tilde{x}$ получим:

$$\tilde{x} = \frac{\alpha v^2 + \beta - \alpha v D}{v - D} \quad (18)$$

где: $D = \sqrt{2}\sigma \operatorname{erf}^{-1} \left(2F_{зад} + \operatorname{erf} \left(\frac{v}{\sqrt{2}\sigma} \right) - 2 \right)$, v - среднестатистический запас на складе,

α - затраты на хранение, затраты на обеспечение запасов.

Оптимальной величине запасов при требуемой вероятности обеспечения запасами будет соответствовать минимум величины $\tilde{X}$. Найдём производную соотношения (18) и приравняем её 0, в результате получим:

$$\tilde{X}' = \frac{(2\alpha v - \alpha D)(v - D)\alpha v^2 + \alpha v D - \beta}{(v - D)^2} = \frac{\alpha v^2 - 2\alpha v D + \alpha D^2 - \beta}{(v - D)^2} = 0 \quad (19)$$

Решая квадратное уравнение в числителе выражения (19) получим соотношение для определения оптимальной величины запасов:

$$v_{opt} = \sqrt{\frac{\beta}{\alpha}} + D \quad (20)$$

Соотношение (20) показывает, что оптимальный запас прямо пропорционален затратам на обеспечение запасов, обратно пропорционален затратам на хранение и растёт с увеличением требований к вероятности обеспечения производственных потребностей запасов.

Список литературы:

1. Хелди Дж., Уайтин Т. Анализ систем управления запасами. М.: 1969, с.512
2. Гнеденко Б.В. Курс теории вероятности. М., 1965, с. 400
3. Дилигенский Н.В., Салов А.Г. Системный анализ и моделирование объёмов запасов энергетических предприятий для обеспечения их эффективности производственной деятельности // Известия высших вузов. Северокавказский регион. Технические науки. 2009. № 1, с.69-74.

Обтекание электродов

Тимофеева Ю.А.

ФГБОУ ВО «Вологодский государственный университет» (ВоГУ), Россия, г. Вологда

Email: kaftgv@vstu.esu.ru

Постановка задачи. Определить оптимальную конструкцию металлических стержней, предназначенных для нагрева теплоносителя в электродном теплогенераторе. В настоящее время проведен обзор научных публикаций по теме «Математическое моделирование обтекания цилиндрических поверхностей и тепловыделения на их поверхности» с целью получения математической модели обтекания трех электродов (рис. 1), нагревающих воду для нужд отопления зданий с последующей оптимизацией геометрии по минимальному потреблению электроэнергии.

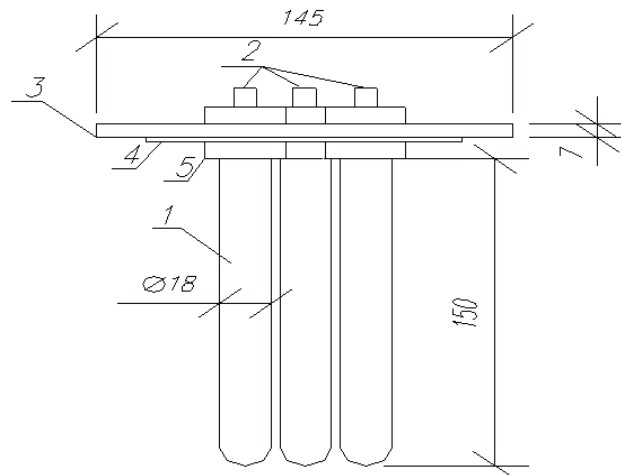


Рис. 1. Схема электродов

1. Сравнение различных способов интенсификации теплообмена на цилиндрических поверхностях.

Исследования, затрагиваемые в статье, относятся к области теплотехники, в частности, к интенсификации теплообмена. Энергоемкость продукции украинской промышленности значительно превышает соответствующие показатели европейских производителей, что ставит

под вопрос ее конкурентоспособность [1]. Одним из путей уменьшения энергопотребления является утилизация теплоты, неразрывно связанная с созданием эффективных теплообменников. Результаты длительной эксплуатации теплообменного оборудования, в частности, в газотурбинных установках показывают, что пластинчатые теплообменники оказались менее надежными и менее ремонтпригодными, чем трубчатые [2]. Проектирование эффективного трубчатого теплообменника представляет собой многофакторную инженерную задачу. Несмотря на значительную базу уже опубликованных данных, закон роста от времени количества одних только патентов в указанной области близок к степенной зависимости.

Поперечно обтекаемые цилиндры, как и сферы, относятся к семейству «плохообтекаемых» тел, на поверхности которых образуются зоны отрыва потока. Теплоотдача и гидравлическое сопротивление их связаны с состоянием пограничного слоя. Известны опыты Визельсбергера по турбулизации пограничного слоя на поверхности сферы с помощью проволоочного кольца, при которой сопротивление потоку значительно уменьшалось [3]. Формирование поверхности цилиндров выступами или неглубокими впадинами интенсифицирует теплообмен и приводит к ряду интересных особенностей обтекания [4], [5], [6]. Известно, что в зависимости от числа Рейнольдса имеется несколько режимов обтекания гладкого цилиндра [4]. Теплогидравлическая эффективность круговых цилиндров, зависящая от числа Рейнольдса, характеризуется местными максимумами в областях наступления критического обтекания, зависящих от относительных высот выступов и глубин лунок [7]. Нетривиальной является проблема компоновки труб теплообменника в пучок. Стремление улучшить массогабаритные показатели теплообменника за счет уменьшения зазоров между трубами в пучке может привести не только к ламинаризации потока газа, но и к «выключению» части поверхности труб из процесса теплообмена [8]. В так называемых «суперплотных» пучках (относительный диагональный шаг меньше 1,15) теплоотдача на 15% ниже, чем по расчету [9]. В связи с указанным выше возникает вопрос о том, на какое увеличение гидравлического сопротивления можно пойти для достижения желаемого роста теплообмена.

Применение различных интенсификаторов теплообмена на цилиндрических поверхностях приводит к относительному изменению гидравлического сопротивления в диапазоне от 0,5 до 2. При этом прогнозируется изменение теплогидравлической эффективности в пределах от 1 до 5. Среди рассмотренных трубчатых теплообменных поверхностей наилучшими теплогидравлическими характеристиками обладают цилиндры, сформированные асимметричными лунками.

2. Обтекание и теплоотдача цилиндра и группы цилиндров в циклонном потоке.

С точки зрения повышения производительности и экономичности работы промышленных циклонных печей, групповой способ нагрева изделий (заготовок) малого относительного диаметра является наиболее рациональным. Однако закономерности обтекания заготовок при различных вариантах формирования садки и связанные с ними особенности распределения коэффициента теплоотдачи в настоящее время практически не изучены. Рассматриваемая задача представляет интерес с точки зрения дальнейшего изучения аэродинамики и конвективного теплообмена в сильно закрученном потоке греющих газов циклонных нагревательных устройств, совершенствования методик их теплового и аэродинамического расчетов.

3. Моделирование процессов управления нестационарным отрывным течением в ближнем следе.

Показана возможность применения открытого пакета OpenFOAM для расчета нестационарных вихревых течений и управления ими при исследовании обтекания круглого цилиндра с установленной за ним пластиной. Получены структуры обтекания и аэродинамические характеристики, а также проведена оценка возмущений, вызванных срывом вихрей с поверхности цилиндра. Даны рекомендации по управлению течением в области ближнего следа.

4. «Поперечное обтекание двух цилиндров в условиях сильной интерференции»

Приводятся результаты визуального исследования характера поперечного обтекания двух цилиндров при их близком расположении относительно друг друга (от $0,05 d$ до $1,0 d$ при числах $Re = 3,0 \cdot 10^3$ – $2,5 \cdot 10^5$). Показано, что в условиях сильной интерференции обтекание цилиндров носит существенно трехмерный нестационарный характер. Имеющаяся асимметрия в течении приводит к появлению заметных боковых сил порядка силы сопротивления. В произвольные моменты времени направление боковой силы может изменяться на противоположное.

Изучение обтекания системы тел в условиях интерференции между ними является одной из актуальных задач практической аэродинамики. Направление и величины усилий, действующих на

интерферирующие тела, определяются характером течения, теоретический анализ которого является крайне затруднительным, а в некоторых случаях - невыполнимым. Для выяснения общей картины обтекания и закономерностей течения около исследуемых тел Удобно использовать экспериментальные методы, в частности, способы визуализации, дающие как качественные, так и некоторые количественные результаты. В данной статье приведены результаты экспериментального исследования обтекания системы двух цилиндров в условиях сильной интерференции между ними.

5. «Общая схема распределения завихренности в потоке при обтекании цилиндра»

В представленной работе автор дает обоснование общей схемы распределения завихренности при обтекании цилиндра для учета ее влияния на амплитуду вертикального смещения линии тока в стратифицированном потоке. Для этого используется следующая конфигурация: поток разбивается на две зоны, в которых сосредоточена завихренность. Первая зона: тонкий пограничный слой с распределением скорости на внешней границе; вторая зона: тонкий ламинарный след за телом. В остальной области течения жидкость считается идеальной.

Решение задачи обтекания твердого тела стратифицированной жидкостью и отыскания полей волновых возмущений в точной постановке требует решения полной системы уравнений Навье-Стокса. Трудности точного решения подобного рода задач часто обходят, решая модельные задачи, например, о возмущениях от простых распределений источников, приближенно заменяющих тело.

Таким образом, в рамках теории идеальной жидкости используется «подправленная» модель обтекания, принимающая во внимание особенности течения, обязанные, в конечном счете, вязкости, но при таком моделировании считаемые заданными извне в дополнение к обтекаемому телу.

Список литературы:

1. Елизаров А. М. Капиллярно – гравитационные волны при циркуляционном обтекании подводного цилиндра в канале конечной глубины. / А. М. Елизаров, К. В. Кириллин, С. И. Филиппов. // Ученые записки казанского университета, том 153, кн. 1. - 2011. – 147-154 с.
2. Коваленко Г. В. Сравнение различных способов интенсификации теплообмена на цилиндрических поверхностях /Г. В. Коваленко, А. Ж. Мейрис // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. - Киев. - 2013.- 58-59 с.
3. Ю.Л. Леухин, Э.Н. Сабуров, И. А. Усачев, В. Гарен Обтекание и теплоотдача цилиндра и группы цилиндров в циклонном потоке [Текст] / Ю.Л. Леухин, Э.Н. Сабуров, И. А. Усачев, В. Гарен // Промышленная теплоэнергетика. - Раздел 3. -1-10 С
4. В.Т. Калугин, А.С. Епихин, Е.А. Цыкунова Моделирование процессов управления нестационарным отрывным течением в ближнем следе [Текст]/ В.Т. Калугин, А.С. Епихин, Е.А. Цыкунова Научный вестник МГТУ ГА. -2015. -26-31 С
5. Н.П. Онуфриева, О.А. Пыркова, Переход к полярным координатам в модели обтекания цилиндра, ГОУ ВПО «Московский физико-технический институт (государственный университет)», стр.42-45.
6. В. А. Башкин, И. В. Егоров, И. В. Ежов, С. В. Утюжников, Поперечное обтекание кругового цилиндра трансзвуковым ($M_\infty = 0.8$) потоком при больших числах Рейнольдса., Ученые записки цаги, Том XLIII 2012 №5, стр.27-44.
7. Божков В. М., Захарченко В. М., Мозольков В. А. с., Хонькип А. Д. Метод визуализации дозвуковых течений и его применение к исследованию обтекания профилей .• Ученые записки ЦАГИ", т. III, №1 5, 1972.
8. Bearman P. W. and Wadcock A. J. The interaction between a pair of circular cylinders normal to a stream. J. Fluid Mech., part 3, vol. 61, 1973.

Протонпроводящие мембраны на основе п-винилпиразола

Сукнев М.А., Сипкина Е.И.

Иркутский национальный исследовательский технический университет, Россия, г. Иркутск

E-mail: evgiv84@mail.ru

Одним из ключевых элементов конструкции современных электрохимических водородно-кислородных генераторов являются ионообменные мембраны, обеспечивающие транспорт ионов водорода и разделение газов или топливных потоков на аноде и катоде. Наиболее известны перфторированные сульфокислотные мембраны типа Nafion (российский аналог - МФ-4СК),

широко применяемые для электрохимического синтеза и производства топливных элементов. Несмотря на целый ряд преимуществ мембран Nafion, они имеют и определенные недостатки, например ограниченный интервал температур, в котором они могут работать, и необходимость поддержания высокой влажности для обеспечения хороших транспортных свойств [1,2]. Высокая стоимость перфторированных мембран сдерживает крупномасштабное применение их в промышленности.

Рядом преимуществ, по сравнению с коммерческими перфторированными мембранами Nafion и МФ-4СК, обладают гибридные мембраны [3–5]. Эти преимущества определяются сочетанием характеристик органо-полимерных (гибкость, пластичность и перерабатываемость) и неорганических (термостойкость, сохранение механических свойств при высокой температуре, низкий коэффициент теплового расширения) материалов [38–40]. Одним из перспективных методов синтеза гибридных ионообменных мембран для топливных элементов является золь-гель синтез с участием кремнийорганических соединений и различных по химической природе органических соединений, определяющих ионообменные свойства мембран [6,7].

Среди винилазолов сополимеры на основе N-винилпиразола и его производных мало изучены. В связи с этим все больший интерес вызывает радикальная сополимеризация N-винилпиразола с промышленными мономерами, такими как, винилхлорид, винилацетат, стирол, метилметакрилат и т.д. Так, соединения на основе винилхлорида, метилметакрилата и азотсодержащих мономеров наиболее часто используются для создания лакокрасочных, герметизирующих, клеящих композиций и других адгезивов.

В связи с этим целью данной работы явился синтез и исследование сополимеров на основе N-винилпиразола (ВП) с винилхлоридом (ВХ), метилметакрилатом (ММА) и получение гибридных композитов для создания протонпроводящих мембран.

В результате сополимеризации в системах ВП-ВХ и ВП-ММА получены порошкообразные продукты белого цвета (соотношение мономеров различно), растворимые в спиртах, кетонах, хлорированных углеводородах, ДМФА, ДМСО.

В ИК спектрах полученных сополимеров ВП-ВХ и ВП-ММА отсутствуют полосы поглощения, характерные для N-винильной группы (960 , 1680 см^{-1}), но сохраняются полосы колебаний пиразольного кольца (1400 – 1525 см^{-1}). Остаются неизменными полосы колебаний C–Cl (680 см^{-1}) (образец ВП-ВХ) и сохраняются полосы колебаний C=O (1750 см^{-1}), доказывающие присутствие в сополимере фрагментов ММА. Для сополимеров ВП-ВХ появляется полоса при 1640 см^{-1} , характерная для двойных связей (C=C).

В спектре ЯМР ^{13}C сополимера ВП-ВХ наблюдаются уширенные резонансные сигналы, соответствующие атомам углерода пиразольного кольца (151.91 и 144.38 м.д.), группа сигналов винильного фрагмента $-\text{CH}=\text{CH}-$ (128.03 – 127.58 м.д.), сигналы атомов углерода фрагмента $>\text{CHCl}$ (58.49 – 56.57 м.д.), группы $-\text{N}-\text{CH}-$ и групп $>\text{CH}_2$ (54.6 и 45.4 – 41.9 м.д., соответственно).

Синтезированные (со)полимеры послужили основой для полимерных эластичных пленок. При допировании пленок H_3PO_4 на основе поливинилпиразол (ПВП) наблюдается незначительное разрушение ее целостности. Пленки, полученные из растворов сополимеров ВП с ВХ и ММА, при допировании не претерпевают изменений. Они характеризуются более высокими значениями электропроводности в сравнении с пленками на основе гомополимера N-винилпиразола (табл. 1).

Получение исходных растворов композитов, предназначенных для формирования полимерных пленок, осуществляли путем гидролиза ТЭОС в присутствии (со)полимеров из водно-спиртовых растворов в отсутствие катализатора (щелочного или кислотного). Продукты такого процесса представляют собой растворимый гидролизат, являющийся смесью полиорганосилоксанов, преимущественно, линейной структуры, содержащих значительное число свободных силанольных групп [8]. Образованию растворимых продуктов также способствовало использование диметилформамида в качестве растворителя. Для получения высокоэластичных пленок в систему вводили пленкообразователь – поливинилбутираль (ПВБ), процесс проводили в избытке полимерного основания, используя соотношение силан : (со)полимер = $1 : (4-8)$. Первая стадия процесса получения пленок может быть описана схемой (на примере гомополимера поли-N-винилпиразола):

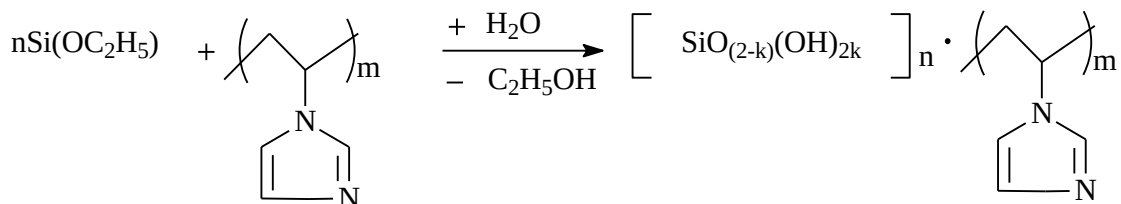


Таблица 1. Протонная проводимость мембран на основе ПВП, сополимеров ВП-ВХ, ВП-ММА и их композитов с SiO₂

№ п/п	Состав сополимера (композита)	Удельная проводимость, См·см ⁻¹
1.	ПВП	$2.8 \cdot 10^{-5}$
2.	сополимер ВП-ВХ (50:50 мол. %)	$1.8 \cdot 10^{-4}$
3.	сополимер ВП-ВХ (85:15 мол. %)	$2.4 \cdot 10^{-4}$
4.	сополимер ВП-ММА (50:50 мол. %)	$4.1 \cdot 10^{-4}$
5.	сополимер ВП-ММА (75:25 мол. %)	$3.5 \cdot 10^{-4}$
6.	композит (SiO ₂ :ПВП) (1:19)	$5.6 \cdot 10^{-3}$
7.	композит (SiO ₂ :сополимер ВП-ВХ) (1:19)	$4.6 \cdot 10^{-3}$
8.	композит (SiO ₂ :сополимер ВП-ВХ) (1:13)	$5.4 \cdot 10^{-3}$
9.	композит (SiO ₂ :сополимер ВП-ММА) (1:19)	$7.8 \cdot 10^{-3}$
10.	композит (SiO ₂ :сополимер ВП-ММА) (1:13)	$1.4 \cdot 10^{-3}$

Дальнейшая термическая обработка полученных таким путем материалов приводит к дополнительной сшивке в результате поликонденсации поликремниевой кислоты. Это сопровождается формированием вторичных сеток внутри первичных макромолекул полиоснований, что обеспечивает химическую, механическую и термическую устойчивость структуры. С целью улучшения транспортной активности, полученные пленки подвергались допированию в течение 24 часов растворами ортофосфорной кислоты с концентрацией 9 м.

Наибольшей протонной проводимостью обладают пленки на основе гибридных композитов [9–11]. Так композиты на основе ПВП с ТЭОС и ПВБ, сополимера ВП-ВХ с ТЭОС и ПВБ, сополимера ВП-ММА с ТЭОС и ПВБ при допировании H₃PO₄ обладают большей электропроводимостью. Их высокая транспортная активность, при отсутствии основного центра, очевидно, может быть связана, главным образом, с наличием кремниевого блока в композите. Известно [1], что роль кремниевого блока таких систем сводится, в основном, к улучшению транспорта протонов, которые генерируются полимерным электролитом за счет поверхностных явлений. Однако нельзя исключить проявление протонобменной активности за счет гидролиза сложноэфирной группы (для сополимера ВП-ММА) и, как следствие, появление дополнительного центра генерации протонов.

Список литературы:

1. Ярославцев А.Б. Перфторированные ионообменные мембраны // Высокомолекулярные соединения. А. – 2013. – Т. 55. – № 11. – С. 1367–1392.
2. Иванчев С.С. Фторированные протонпроводящие мембраны типа Нафион – прошлое и настоящее // Журнал прикладной химии. – 2008. – Т. 81. – № 4. – С. 529–546.
3. Aparicio M., Lecoq E., Castro Y., Duran A. Proton conducting organic/inorganic sol-gel membranes produced from phenyltriethoxysilane and 3-methacryloxypropyltriethoxysilane // J. Sol-Gel Sci. and Technol. – 2005. – V. 34. – № 3. – P. 233–239.
4. Onizuka H., Kato M., Shimura T., Sakamoto W., Yogo T. Synthesis of proton conductive inorganic-organic hybrid membranes through copolymerization of dimethylethoxyvinylsilane with vinylphosphonic acid // J. Sol-Gel Sci. and Technol. – 2008. – V. 46. – № 1. – P. 107–115.
5. Tadanaga K., Yoshida H., Matsuda A., Minami T., Tatsumisago M. Medium temperature operation of fuel cells using inorganic-organic hybrid films from 3-glycidoxypropyltrimethoxysilane and orthophosphoric acid // Electrochim. Acta. – 2004. – V. 50. – № 2-3. – P. 705–708.
6. Aparicio M., Jitianu A., Klein L.C. Sol-gel processing for conventional and alternative energy. 2012. New York: Springer, – 399 p.

7. Innocenzi P., Zub Y.L., Kessler V.G. Sol-gel methods for Materials Processing: Focusing on Materials for Pollution Control: Water Purification, and Soil Remediation. 2008. New York: Springer. – 508 p.
8. Воронков М.Г., Милешкевич В.П., Южелевский Ю.А. Силоксановая связь. Физические свойства и химические превращения. Новосибирск: Наука, 1976. – 413 с.
9. Сперлинг Л. Взаимопроникающие полимерные сетки и аналогичные материалы. М.: Мир, 1984. – 328 с.
10. Шилова О.А., Шилов В.В., Кошель Н.Д., Козлова Е.В. Формирование каталитических слоев из золей на основе тетраэтоксисилана и использование их в полимерных топливных элементах // Физика и химия стекла. – 2004. – Т. 30. – № 1. С. 98–100.
11. Пожидаев Ю.Н., Лебедева О.В., Бочкарева С.С. и др. Полимерные системы на основе азотистых оснований и кремнийорганических соединений // Перспективные материалы. – 2008. – Ч. 2, – № 6 (спецвыпуск). – С. 268-270.

СОДЕРЖАНИЕ

Разработка структуры шагового электропривода для системы наведения фотоэлектрической установки при действии ветровой нагрузки	4
<i>Аржанов К.В., Аржанова А.В.</i>	
Анализ факторов и критериев эффективности энергетических систем с использованием укрупненного энергобаланса	6
<i>Арсланова Э.Р., Дмитриева И.С., Дмитриев С.В., Сюткина Ю.П.</i>	
Эффективность использования датчиков присутствия	9
<i>Глик П.А.</i>	
Обеспечение электромагнитной совместимости электрических сетей по допустимым уровням кондуктивных низкочастотных электромагнитных помех	12
<i>Глотов А.А., Денчик Ю.М.</i>	
Виды повреждений воздушных линий электропередачи	15
<i>Горчакова М.В.</i>	
Проблема истощения располагаемых энергоресурсов и возможности использования возобновляемых источников энергии	17
<i>Дворникова Е.А., Рахимова Ю.И.</i>	
Моделирование защиты от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью	19
<i>Ершов Ю. А., Киселев Д. Н.</i>	
Система управления сетями электроэнергии Smart Light на базе системы ADDAX	22
<i>Кожевникова К.В.</i>	
Измеритель сопротивления заземления опор воздушных линий электропередачи	24
<i>Колобов В.В., Баранник М.Б., Селиванов В.Н.</i>	
Оценка программы развития магистральных электрических сетей	27
<i>Кравченко А. В., Нефедова М.С.</i>	
Методика борьбы с веерными отключениями в Smart Grid	28
<i>Кузнецов П.А., Юдин А.В., Соленый С.В.</i>	
Периодическое регулирование токов и напряжений в тяговых трансформаторных преобразователях Скотта	31
<i>Морозов П.В.</i>	
Implementation of renewable energy sources for power supply	32
<i>Muravyov A.S. Fediuk R.S.</i>	
Тепловизионный контроль фарфоровых изоляторов	35
<i>Несветайло Т.В., Горчакова М.В.</i>	
Эффективность внедрения устройств плавного запуска электропривода нагнетателя сжатого воздуха	38
<i>Низамутдинов Р.Р., Фетисов Л.В.</i>	
Рогунская ГЭС: «горячая точка» гидроэнергетики	39
<i>Нозирзода Ш.С., Деменкова Л.Г.</i>	
К вопросу проектирования силовой части автономной ветроэнергетической установки с асинхронным генератором	41
<i>Пашали В.М., Денисенко А.В., Пашали Д.Ю.</i>	

Поиск причин отказов обмоток вспомогательных асинхронных двигателей электровозов переменного тока средствами компьютерного моделирования <i>Пустоветов М.Ю.</i>	42
Гидроэнергетика: состояние, проблемы, перспективы развития <i>И.С. Баженова, В.Я. Ушаков</i>	45
Эффективность применения активной фильтрации высших гармоник на предприятиях АПК <i>Третьяков А.Н., Шнак О.Н.</i>	47
Simulation of single-phase fault in the network withowt the apparatus for compensating capacitive current <i>Fediuk R.S., Mochalov A.V., Timokhin A.M., Mutalibov Z.A., Ilinskiy Yu. Yu.</i>	50
Определение эффективности систем солнечной энергетики <i>Ханаев В.В.</i>	52
Environmental preconditions of use the renewable energy sources in the primorye territory <i>Shkrebtiiy T.A., Fediuk R.S.</i>	55
Электропроводящие полимерные композиции на основе биоразлагаемого полилактида <i>Амитов Е.Т., Берчук Д. Ю., Журавлёв Д.В., Лебедев С.М.</i>	56
Анализ основных видов ветроэнергетических установок <i>Горчаков С.В.</i>	60
Перспективы развития ветроэнергетики в России <i>Горчаков С.В.</i>	62
Перспективы развития фотоэнергетики в России <i>Дмитриенко В.Н., Лукутин Б.В.</i>	64
Область применения солнечной энергетики <i>Жакиш М.Д., Даненова Г.Т.</i>	67
Провод без гололеда <i>Ибрагимов А.Ф.</i>	70
Оценка эффективности управляемого компенсирующего устройства ЛЭП <i>Карпова Е.А., Кравченко А.В.</i>	73
Исследование расширения генерирующих мощностей Тюменской ТЭЦ-1 за счет установки ПГУ <i>Кирсанова Н.И.</i>	74
Искажение формы статических характеристик нагрузки в узлах электрической сети <i>Кондрашов М.А., Панкратов А.В.</i>	76
Расчет мощности солнечных панелей <i>Кудаярова А.А., Хузина Л.Н., Ялалетдинова Д.А.</i>	79
Оптимизация угла наклона приемной площадки солнечных коллекторов при их эксплуатации в условиях г. Томска <i>Кузнецова А.А., Хуторной А.Н.</i>	82
Моделирование внешних источников электроэнергии с целью оптимизации режимов промышленных систем электроснабжения <i>Курилова Н.А.</i>	85
Повышение эффективности определения места повреждения на воздушных линиях электропередач напряжением 220 кв <i>Лебедева А. А.</i>	88

Оценка эффективности аккумуляирования водорода в системах электроснабжения с использованием ветровой и солнечной энергии	91
<i>Марченко О.В., Соломин С.В.</i>	
Определение объёма диагностики асинхронных двигателей на основе использования нечёткой логики	94
<i>Попова М. С., Грибанов А. А.</i>	
Сравнительный анализ центрального энергоснабжения и мини-ТЭЦ	97
<i>Самигуллин А.Д., Исрафилов И.Х., Галиакбаров А.Т.</i>	
Гибридные полимерные системы для протонпроводящих мембран	100
<i>Усманов Р.Т., Лебедева О.В.</i>	
Система позиционирования датчиков внешнего магнитного поля для повышения эффективности диагностики технического состояния элементов электроэнергетических систем	101
<i>Пашали Д.Ю., Юшкова О.А., Денисенко А.В., Айгузина В.В.</i>	
Макетный образец высокоэффективного каскадного генератора	103
<i>Родыгин А.А., Муртазин Р.Р., Ильметов Д.Р., Гумерова М.Б., Гареев Р.И.</i>	
О необходимости разработки стандарта, регламентирующего общие требования к проектированию схем выдачи мощности электростанций малой мощности	105
<i>Абеуов Р.Б.</i>	
Расчет солнечной электроустановки	108
<i>Ахмадуллин Р.З., Афлятонов Р.Ф., Вавилов В.Я.</i>	
Прогнозирование оптимальных ремонтных режимов работы генераторов промышленных электростанций	111
<i>Варганов Д.Е., Сочина Д.А., Варганова А.В.</i>	
Анализ эффективности использования системы слежения за солнцем	114
<i>Воеводин И.Г.</i>	
Статистическое моделирование графиков электрических нагрузок	117
<i>Герасименко А. А., Кугушева Н.Ю., Пушмин М.А.</i>	
Технология Smart Metering как средство повышения эффективности учета электроэнергии в России	120
<i>Иванюшкин Н.А.</i>	
Россия на мировом рынке электроэнергии	122
<i>Абдипата уулу Келдибек, Ушаков В.Я.</i>	
Методы стимулирующего тарифного регулирования предприятий электрических сетей в России и за рубежом	125
<i>Колкова Н.А.</i>	
Влияние безотказности элементов распределительной сети на надежность электроснабжения потребителей	128
<i>Колышкин А.О., Мышкина Л.С.</i>	
Совершенствование экономической политики энергопредприятий на примере взаимоотношений ОАО «МРСК Сибири-Кузбассэнерго РЭС» и ОАО «Кузбассэнерго-сбыта»	132
<i>Краснова А.О., Кравченко А.В.</i>	
О необходимости разработки хлористо-литиевых абсорбционных термотрансформаторов	134
<i>Миронова Н.В., Елистратов С.Л.</i>	

Применение математического аппарата нейронных сетей в задаче совершенствования работы релейной защиты	136
<i>Насибуллин А.Т.</i>	
Анализ поплавокковых электростанций типа ПВЭС и ПРЭС	138
<i>Насипов Р.В., Тагиров И.Х., Гумерова М.Б., Гареев Р.И.</i>	
Обзор методов расчета режима однофазного короткого замыкания в задаче дистанционного определения места повреждения в сетях напряжением 110 кВ	141
<i>Павлова А.И.</i>	
Повышение энергоэффективности предприятия электрических сетей	142
<i>Проскурякова М.М.</i>	
Использование попутного нефтяного газа в качестве топлива для котельных промышленных предприятий	146
<i>Николаева Л.А., Хуснутдинов А.Н.</i>	
Автоматические системы оповещения на опасных производственных объектах	147
<i>Потехина А.А., Романцов И.И.</i>	
Сравнительный анализ способов формирования тока торможения в микропроцессорных терминалах дифференциальной защиты	149
<i>Федосов Д.С., Этингер Д.А.</i>	
Моделирование магнитного поля в электромеханических преобразователях энергии с постоянными магнитами	152
<i>Гумерова М.Б., Хакимов Р.Р.</i>	
Рекомендации по совершенствованию экономической деятельности сетевой компании (на примере АО «РЭС»)	155
<i>Царьков А.Ю.</i>	
Выбор мощности электростанции в удаленном районе в условиях неопределенности перспектив развития	159
<i>Шакиров В.А.</i>	
Исследование переходных процессов при управляемой коммутации электрической сети	161
<i>Шевцов Д.Е., Немченко К.Д.</i>	
Идентификация номера ответвления РПН трансформаторов при решении задачи оценивания состояния электроэнергетических систем	164
<i>Щекоцихин А.В., Бубнов А.В., Щекоцихина И.А.</i>	
Повышение эффективности эксплуатации распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ	166
<i>Федотов А.И., Ахметшин А.Р.</i>	
Анализ применения нейронных сетей в системах управления энергетическими объектами	168
<i>Бурдун А.А. Зубова Н.В.</i>	
Современный подход построения электроэнергетики	171
<i>Зайдуллина К.А., Волкова Т.Ю., Носкова А.В.</i>	
Мобильный электростатический фильтр	173
<i>Сираев Р.Р., Зайдуллина К.А., Хазиева Г.Р.</i>	

Исследование эффективности использования газотурбинных силовых агрегатов в сравнении с газопоршневыми в качестве резерва электрической мощности	175
<i>Кошкарров С.Д.</i>	
Моделирование и анализ системных эффектов от присоединения малой генерации к электрическим сетям	176
<i>Марченко А.И., Фишов А.Г., Дронова Ю.В.</i>	
Разработка конструкции асинхронного двигателя для ленточного конвейера	180
<i>Мигранова Л.Р., Даутбаев Р.Г., Каримов А.Р.</i>	
Методика определения наиболее эффективной электрической системы для создания микроклимата	182
<i>Пешкова А.В.</i>	
Демонстрационный макет высокоэффективного каскадного генератора	185
<i>Родыгин А.А., Муртазин Р.Р., Ильметов Д.Р., Гумерова М.Б., Гареев Р.И.</i>	
Оценка эффективности применения частотного управления насосным оборудованием с асинхронным электроприводом	187
<i>Серебряков Н. А.</i>	
Симметрирование напряжения при компенсации реактивной мощности в сельских распределительных сетях 0,4 кВ	190
<i>Сидорова В.Т.</i>	
Повышение надёжности работы опор качения вспомогательного оборудования ТЭЦ	192
<i>Антипов Н.А., Салов А.Г.</i>	
Исследование энергетических характеристик аккумуляторной батареи VENTURA GPL 12-100	195
<i>Игнатъев Д.В., Сурков М. А..</i>	
Анализ причин электротравматизма на горных предприятиях	198
<i>Пичуев А.В., Петуров В.И.</i>	
Повышение энергоэффективности горнопроходческих работ	200
<i>Пичуев А.В., Садридинов А.Б., Петуров В.И.</i>	
Повышение энергоэффективности путём создания интегрированной системы управления энергетическим предприятием	203
<i>Сагитова Л.А., Новичкова А.В., Гаврилова А.А.</i>	
Система автономного электроснабжения летательных аппаратов	206
<i>Нафигина Ю. А.</i>	
Оценка возможности применения керамзитобетна при подземной прокладке трубопроводов теплосетей без тепловой изоляции	209
<i>Атанов Е.А.</i>	
Разработка методики управления воспламенением водоугольного топлива в циклонном предтопке	211
<i>Бойко Е.Е., Овчинников Ю.В.</i>	
Аналитическое исследование влияния режимных и конструктивных факторов на модель теплообмена при термообработке круглых алюминиевых слитков	214
<i>Горшенин А.С., Дворникова Е.А.</i>	

Использование топливных пеллет в блочно-модульной автоматизированной котельной (БАК)	217
<i>Константинович М.Ю., Панкратова М.А.</i>	
Расчет распределения двухфазного потока в СПП для АЭС с реакторами РБМК	218
<i>Легкоступова В.В., Судаков А.В.</i>	
Оценка капитальной выгоды и срока смены оборудования тепловых электростанций	221
<i>Оклея П.И.</i>	
Технико-экономическая оценка применения жидкой тепловой изоляции для наружного утепления стен здания	223
<i>Павлов М.В., Карпов Д.Ф., Суханинский Ю.А., Чесноков Е.С., Горин Н.М, Туманова Н.С., Березина В.П.</i>	
Некоторые результаты тепловизионного обследования квартиры в жилом доме средней этажности	226
<i>Павлов М.В., Карпов Д.Ф., Юрецкая Е.А., Шугаева Е.К., Исаков А.А., Горин Н.М., Березина В.П.</i>	
Эффективность тепловых сетей	230
<i>Попова А.П., Бакрунова Т.С.</i>	
Текущий энергетический баланс предприятия электрических сетей	231
<i>Самотугина А.А</i>	
Альтернативные варианты расширения котельной КАОА «Азот»	234
<i>Сычева К.А.</i>	
Рентгенометрия в проблемах установления температуры эксплуатации труб	237
<i>Любимова Л.Л., Ташлыков А.А., Фисенко Р.Н., Артамонцев А.И.</i>	
Выявление основных групп факторов, которые влияют на повышение эффективности энергоблоков ПГУ посредством снижения затрат электроэнергии на собственные нужды для обеспечения работы котла-утилизатора	240
<i>Хуторненко С.Н., Фурсов И.Д., Жуков Е.Б.</i>	
Чувствительность внутренних напряжений к процессам старения теплообменных поверхностей нагрева котлов	243
<i>Любимова Л.Л., Ташлыков А.А., Фисенко Р.Н., Часовников Н.В.</i>	
Гибридные полимерные системы для протонпроводящих мембран	246
<i>Усманов Р.Т., Лебедева О.В.</i>	
Современное состояние системы централизованного теплоснабжения в РФ	248
<i>Москалёв И.Л.</i>	
Оценка и способы повышения энергетической эффективности производства топливной щепы	252
<i>Анисимов П.Н., Онучин Е.М.</i>	
Economical operation of gas turbine topping at thermal power plant	255
<i>Ya.A. Zaugol'nikova, O.Y. Romashova, Y.A. SkrebatunI, E.Ya. Sokolova, M.A. Vagner</i>	
Современные системы контроля и оценки теплового состояния тяговых электродвигателей	257
<i>Кондаков Д.О.</i>	

Подходы к моделированию функционирования теплового аккумулятора в системе теплоснабжения с солнечным коллектором	260
<i>Онучин Е.М., Остащенко А.П.</i>	
Анализ технологической эффективности использования перспективных ионитов в схемах обессоливания воды на атомных электростанциях	261
<i>Римашевская Е.Д.</i>	
Разделение растворимых фосфатов тория и РЗЭ методом ионного обмена	263
<i>Туринская М.В., Шагалов В.В.</i>	
Проблемы функционирования атомной промышленности и пути их решения	265
<i>Фендель Д. А. , Троянова Е.Н.</i>	
Использование глинистых материалов в создании барьера безопасности для выводимого из эксплуатации реактора АД	269
<i>Чубреев Д.О., Антоненко М.В., Кузнецов Г.В.</i>	
Традиционная атомная энергетика в России: состояние, проблемы, перспективы развития	273
<i>Шимохин П.А.</i>	
Оценка метода эквивалентной длины пробега нейтрона в расчете возраста в металловодных смесях	276
<i>Южаков А.В., Кузьмин А.В.</i>	
Эффективность внедрения турбины на действующей котельной	279
<i>Асмоловский В.В., Абрамовских А.А.</i>	
Повышение эффективности тепловых схем АЭС усовершенствованием системы охлаждения конденсаторов	282
<i>Ростунцова И.А., Абрамов И.Д.</i>	
Влияние надежности котла-утилизатора на выбор рациональных схем теплофикационных ПГУ	286
<i>Анкудинова М.С., Ларин Е.А., Сандалова Л.А., Предтеченский А.В.</i>	
Перспективы развития когенерационных систем производства электрической и тепловой энергии	289
<i>Арсланова Э.Р., Арсланов И.М., Дмитриева И.С., Дмитриев С.В., Сюткина Ю.П., Шакиров Ю.И.</i>	
Эффективность использования газотурбинной надстройки с вытеснением промперегрева на энергоблоках ТЭС	292
<i>Асмоловский В.В., Ромашова О.Ю., Заугольников Я.А., Вагнер М.А.</i>	
Расширение Краснодарской ТЭЦ ПГУ – 410	295
<i>Барсукова О.В.</i>	
Рентгенофазовый анализ сварного узла пароперегревателя	296
<i>Фисенко Р.Н., Бреус С.С., Рудаков Р.А., Кавун Д.А., Любимова Л.Л.</i>	
Эволюция макроячейки отечественных водо-водяных энергетических реакторов	300
<i>Виноградов М.П., Аристов Е.В., Кузьмин А.В.</i>	
Международные и национальные требования к системе менеджмента качества в атомной энергетике	303
<i>Виноградова Г.С.</i>	
Испытания котла ТПЕ-216 и оптимизация горения в топочной камере	305
<i>Волков Д.А.</i>	
Повышения эффективности конденсационного энергоблока	307
<i>Голубева Л.Ф., Григорьева О.К.</i>	

Разработка технических решений по реконструкции котла ПК-38 Назаровской ГРЭС с переводом на твердое шлакоудаление	309
<i>Дружинин Д.В.</i>	
Разработка и исследование автоматизированной системы обработки данных тепловых (функциональных) испытаний турбоагрегатов	309
<i>Ефремова К.С., Канавец Е.А., Петухов Р.В.</i>	
Использование суперсверхкритических параметров пара на ТЭС	311
<i>Журавлева В.С.</i>	
Сравнение характеристик ВУТ в зависимости от времени помола и способа обработки	313
<i>Зенков А.В., Ларионов К.Б., Толокольников А.А.</i>	
Схемы выработки электроэнергии на базе паровых котельных малой мощности	317
<i>Ильиных И.Е., Елистратов С.Л.</i>	
Геотермальные электрические станции на низкокипящем рабочем теле	318
<i>Кочтова А.В., Григорьева О.К.</i>	
Оценка энергетической эффективности комбинированной системы теплоснабжения	321
<i>Кошкин К.Д., Николаев Ю.Е.</i>	
Реконструкция системы теплоснабжения потребителей тепловой энергии с переходом от центральных на индивидуальные тепловые пункты	324
<i>Кулак Е.Ф.</i>	
Термодинамическая эффективность утилизационного энергетического контура ГТУ на низкокипящих рабочих телах в системах транспорта природного газа	326
<i>Ларин Е.А, Стороженко Ю.М., Ялов С.В.</i>	
Модернизация турбины Т-100/120-130 и замена ЦВД	329
<i>Любецкий Ю.Д.</i>	
Математическое моделирование тепловых резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом влияния инженерных сооружений в зоне их размещения	331
<i>Махсутбек Ф.Т., Ожикенова Ж.Ф.</i>	
Парогазовая установка с дополнительным контуром на фреоне R-134a	334
<i>Мин Е.Г., Елистратов С.Л.</i>	
Расширение Омской ТЭЦ-3 путем внедрения ПГУ-90	336
<i>Мироненко Д.А.</i>	
Анализ физико-химических свойств жидкого композиционного топлива на основе бурого угля марки 2Б	337
<i>Осипов В.И., Ларионов К.Б., Дитц А.А., Слюсарский К.В.</i>	
Утилизация сбросного тепла путем использования установки на низкокипящем рабочем теле	339
<i>Пискарева Ю. П., Григорьева О. К.</i>	
Многоцелевой научно-исследовательский реактор на быстрых нейтронах (МБИР). Основы конструкции и физики	341
<i>Плотников В.А.</i>	
Применение новых технических решений при проведении режимно-наладочных работ котла П-57-3Р	345
<i>Попов С.А.</i>	

Перевод котла ТП-87 Новосибирской ТЭЦ-2 на уголь марки Д. Сравнение вариантов перевода котла на новый вид топлива	347
<i>Присекин Е.И.</i>	
Абсорбционный термотрансформатор для повышения эффективности ТЭС	349
<i>Ратьков Р.С.</i>	
Исследование форсировочных режимов блоков АЭС	352
<i>Ростунцова И.А., Шевченко Н.Ю.</i>	
Экспериментальные исследования технологии сжигания топлива с вводом влаги в топку котла	355
<i>Ростунцова И.А.</i>	
Газопоршневые электростанции для снятия пиковых нагрузок и установка аппаратов для выработки тепла	358
<i>Связев А.В.</i>	
Исследование процесса горения ВУТ от времени помола	361
<i>Агафонов С.А., Филипповских С.В., Ларионов К.Б.</i>	
Анализ работы теплофикационных турбоустановок в составе системы тригенерации в летний период	363
<i>Ромашова О.Ю., Беляев Л.А., Туболев А.А., Сошенко В.И.</i>	
Внедрение НТВ технологии на котле П-49 Назаровской ГРЭС	367
<i>Усатов А.Ю.</i>	
Реконструкция теплоэнергетических объектов в рамках государственно-частного партнерства	369
<i>Фильченкова М.В. Чернов С.С.</i>	
Исследование композитных мембранных материалов для твердополимерных топливных элементов	372
<i>Чеснокова А.Н., Ржечицкий А.Э., Иванов Н.А., Черепанов А.П.</i>	
Исследование механической энергии при работе децентрализованной системы отопления	375
<i>Армеев А.В.</i>	
Международные банки низкообогащенного урана, как средство обеспечения безопасности нераспространения ядерных материалов	378
<i>Вдовенко А. Ю.</i>	
Характерные режимы формирования пузырьковых течений	380
<i>Воробьев М.А., Кашинский О.Н., Лобанов П.Д., Чинак А.В.</i>	
Энергетический баланс теплогенератора	383
<i>Горин Н.М.</i>	
Создание лабораторного стенда с тепловым насосом	385
<i>Затёский О.С., Мнушкин Н.В.</i>	
Проблема выбора материала теплообменных труб парогенераторов АЭС	388
<i>Китаев Г.А.</i>	
Эффективность работы теплогенератора	390
<i>Кузнецов Е.А.</i>	
Эффективность вторичного использования теплоты дымовых газов	392
<i>Литвиненко Е.А.</i>	
Низкотемпературное теплоснабжение	395
<i>Муратбеков Э.М., Матвеев А.С.</i>	

Неоптимальные условия горения в тангенциальной вихревой камере <i>Назаров А.В., Литвинов И.В.</i>	396
Предложения по повышению экономической эффективности и надежности при модернизации башенных водогрейных котлов ПТВМ-100 <i>Орумбаев Р.К., Кибарин А.А., Орумбаева Ш.Р., Ходанова Т.В., Коробков М.С., Мергалимова А.К.</i>	399
Исследование теплоэффективности теплоблока <i>Перов И.А., Слободянюк Д.А.</i>	402
Технологические аспекты метода СВС при иммобилизации РАО <i>Посохов Д.В., Кузьмин В.С., Луцик И.О.</i>	405
Проведение испытаний размола угля при помощи планетарной мономельницы “Пульверизетте 6” <i>Савченков Д.В., Плиско В.Ю., Черкашина Г.А., Долгих А.Ю.</i>	407
К вопросу создания инженерной методики определения коэффициентов теплопроводности строительных конструкций <i>Слободянюк Д.А.</i>	409
Эффективность ГЕОТЭС на аммиачном рабочем теле <i>Шевчик А.Б., Боруш О.В.</i>	411
Анализ возможности использования материалов СВС для улучшения характеристик контейнеров для транспортировки и хранения РАО <i>Бородай А.Ю., Беденко С.В., Масенко С.А., Таракаенко П.В., Чуйкина А.В.</i>	413
Энергоэффективность системы теплоснабжения <i>Кудрявцев Д.А., Петринчик В.А., Тихомиров С.Н.</i>	415
Перспективы развития паросиловых энергоустановок, работающих на низкокипящих рабочих телах <i>Кулиш А.Ю.</i>	417
Повышение эффективности работы регулируемых приводов вспомогательного оборудования ТЭЦ <i>Салов А.Г., Кухарев А.В.</i>	420
Управление ядерными знаниями в высших учебных заведениях <i>Перминова М.В., Демянюк Д.Г.</i>	423
Анализ и моделирование оптимальной величины запасов теплогенерирующих предприятий <i>Переславцев И.О., Салов А.Г.</i>	426
Обтекание электродов <i>Тимофеева Ю.А.</i>	430
Протонпроводящие мембраны на основе п-винилпиразола <i>Сукнев М.А., Сипкина Е.И.</i>	432

ЭНЕРГЕТИКА: ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ

Материалы докладов XXI Всероссийской
научно-технической конференции

Подписано в печать 14.12.2015.

Формат 60х84/8.

Бумага «Svetocopy», «ColorCopy». Печать XEROX.

Усл.печ.л. 52,19. Уч. –изд.л. 31,73.

Заказ 2/14.12.15 – 48. Тираж 20 экз.



ООО «СКАН», Студенческий центр, 634050, Томская область г.
Томск, Ул. Советская,80, тел.: (3822) 56-17-26, e-mail:
ntb@scan.tom.ru,
сайт: scan.tom.ru.