

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрические сети и электротехника

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
Разработка мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии Асиновского энергорайона	

УДК 621.311.1.017 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4B	Баженова Ирина Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Е.О. Кулешова	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А.А.	к.э.н доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н. доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	Прохоров А.В.	к.т.н. доцент		

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
P1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
P2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
P3	Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
P4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
P5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Универсальные компетенции	
P7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
P8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
P10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
P11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
P12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭСиЭ

(Подпись) _____ (Дата) А.В. Прохоров

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской выпускной квалификационной работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ4В	Баженовой Ирине Сергеевне

Тема работы:

Разработка мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии Асиновского энергорайона	
Утверждена приказом	Дата <u>22 января 2016г.</u> № 274/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

	30 июня 2016 г.
--	-----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Объект исследования: схема электрических соединений ВЛ-110-35кВ ВЭС ПАО «ТРК»</i>
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<i>Аналитический обзор литературных источников с целью анализа проблем потерь электроэнергии.</i> <i>Задачи исследования: анализ нормального и послеаварийного режимов для расчета потерь электроэнергии с целью выявления «слабых мест», для дальнейшего анализа и разработки мероприятий для уменьшения потерь электроэнергии Асиновского энергорайона.</i>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<i>Схема электрических соединений ВЛ-110-35кВ ВЭС ПАО «ТРК»</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фигурко А.А, к.э.н., доцент
Социальная ответственность	Дашковский А.Г., к.т.н., доцент
Energy Efficient Street Lighting	Низкодубов А.Г., к.п.н., доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферативно представлены все разделы	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.09.2014 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Е.О.	к.ф.-м.н.		02.09.2014 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4B	Баженова Ирина Сергеевна		02.09.2014 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4B	Баженовой Ирине Сергеевне

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроэнергетические системы и сети
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника/ Энергосбережение и энергоэффективность

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Определить затраты на разработку проекта, в которую входят: - Материалы и покупные изделия - Оплата труда по договору подряда - Дополнительная оплата труда по договору подряда - Отчисления в социальные фонды - Прочие и накладные расходы
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные страховые фонды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Анализ и оценка научно-технического уровня проекта (НТУ)
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет.	Не разрабатывается
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Разработка календарного плана и сметы на проведение расчетов и анализа

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Таблицы оценки вариантов проведения исследования
3. График проведения и бюджет НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А. А.	к.э.н		19.04.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4B	Баженова Ирина Сергеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4B	Баженова Ирина Сергеевна

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭСиЭ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Энергосбережение и энергоэффективность

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	<i>1. Описание рабочего места на предмет возникновения):</i> - вредных проявлений факторов производственной среды (сильные электромагнитные поля, повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенная температура воздуха на рабочем месте); - опасных проявлений (наличие вращающихся и движущихся частей механизмов и машин; опасные уровни напряжения в электрических цепях, замыкание которых может пройти через тело человека; наличие агрессивных и легковоспламеняющихся жидкостей).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно технический документ); -- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) <i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i> -- механические опасности (источники, средства защиты) -- термические опасности (источники, средства защиты) -- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); -- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения); <i>3. Охрана окружающей среды:</i> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. <i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i> - перечень возможных ЧС на объекте; - ЧС- пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. <i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень расч-го и граф-го материала	Расчет ЗЗУ

Задание выдал консультант:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.04.2015
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4B	Баженова Ирина Сергеевна		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Энергетический институт (ЭНИИ)
Направление подготовки (специальность): Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования: магистратура
Кафедра Электрических сетей и электротехники (ЭСиЭ)
Период выполнения: (семестры IX-XII 2014/2016 учебного года)
Форма представления работы: магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Тема работы

***Разработка мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии Асиновского
энергорайона***

Срок сдачи студентом выполненной работы: 30.06.2016г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1.12.2014	<i>Глава 1. Комплекс мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии Асиновского энергорайона.</i>	50 баллов
1.04.2015	<i>Глава 2. Расчет и анализ режимов ЭЭС.</i>	50 баллов

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Е.О.	к.ф.-м.н.		29.09.2014 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	Прохоров А.В.	к.т.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 129 страниц, 10 таблиц, 30 источников, 10 приложений.

Ключевые слова: уменьшение потерь электроэнергии, нормальный установившийся режим, послеаварийный режим.

Объектом исследования схема электрических соединений ВЛ-11-35кВ ВЭЯ ПАО «ТРК»

Цель работы: разработка мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии Асиновского энергорайона.

В процессе исследования приводился анализ режимов ЭЭС Асиновского энергорайона.

В результате исследования

1. Изучены потери электроэнергии: классификация и методы борьбы с потерями.
2. Изучены особенности работы электрической сети Асиновского энергорайона.
3. Смоделирована схема электрической сети в программу RastrWin3 для расчета режимов электрических сетей.
4. Проведена оптимизация режимом работы схемы электрических соединений ВЛ-110-35кВ ВЭС ПАО «ТРК».

Список сокращений

ВЛ – воздушная линия;

ПС – подстанция;

Т.У.Т. – тонна условного топлива;

МСП – мероприятия по снижению потерь;

РЭА – Российское энергетическое агентство;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

СО ЦДУ ЕЭС – Системный Оператор Единой Энергетической Системы;

ФСК – Федеральная Сетевая Компания;

РСК – распределительные сетевые компании.

Оглавление

Введение.....	123
Глава 1 КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ АСИНОВСКОГО ЭНЕРГОРАЙОНА.....	145
1. Барьеры, сдерживающие развитие энергосбережения и энергоэффективности в стране.....	145
2. Виды потерь электроэнергии.....	189
2.1 Технологические потери.....	201
2.2 Коммерческие потери.....	212
3. Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии.....	223
4. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии.....	289
4.1 Основное содержание организационных и технических аспектов мероприятий по совершенствованию управления режимами электрических сетей.....	30
4.1.1 Мероприятия по совершенствованию управления режимами электрических сетей.....	30
4.1.2 Мероприятия по автоматизации управления режимами электрических сетей.....	31
4.1.3 Мероприятия по реконструкции электрических сетей.....	31
ГЛАВА 2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЭС.....	33
2.1 Расчет и анализ установившихся режимов ЭЭС.....	33
2.2 Расчет нормального и послеаварийного установившихся режимов ЭЭС.....	34
2.3 Расчет послеаварийных режимов.....	40
Глава 3 Финансовый менеджмент , ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	42
Глава 4 Социальная ответственность.....	53
Список литературы.....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	84
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	91
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	105

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ З.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ И.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ К.....	130

Введение

Ввод новых и модернизация действующих промышленных предприятий, дальнейшая электрификация производства, сельского и коммунально – бытового хозяйства приводят к дальнейшему росту объема электрической сети. Основная задача эксплуатации состоит в обеспечении бесперебойного и качественного электроснабжения потребителя при наименьших материальных, трудовых и денежных затрат.

Вопрос рационального использования топливно-энергетических ресурсов является одним из наиболее актуальных в нашей стране. Для достижения максимальной эффективности использования необходимо рассматривать всю цепочку производства и потребления энергии, начиная от добычи первичных энергоносителей и их транспортировки переработки в наиболее универсальный вид энергии – электроэнергию и кончая использованием её у потребителей. Возможности для снижения расхода энергоресурсов имеются на всех этапах. Передача реактивной мощности по питающим и распределительным линиям связана с рядом нежелательных явлений, приводящих к ухудшению технико-экономических показателей работы сетей системы и работе приемников электроэнергии при недопустимых отклонениях напряжений от номинальных значений. Ухудшение технико-экономических показателей работы самой системы происходит вследствие роста потерь мощности и энергии, увеличение расхода топлива, снижение пропускной способности элементов сети и срока службы электрооборудования. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – важная составляющая общего комплекса энергосберегающих мероприятий.

Электрическая энергия, передаваемая по электрическим сетям, является единственным видом продукции, который для своего перемещения расходует часть самого себя, не требуя для этого других ресурсов. Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах

сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т. п. К технологическому расходу можно отнести технические потери в элементах сети и расход на собственные нужды подстанций. Эти процессы сопровождаются физическим расходом энергии. Физическим расходом энергии являются и ее хищения, однако эту составляющую потерь нельзя отнести к технологическому расходу, так как хищения электроэнергии не являются особенностями технологического процесса энергоснабжающей организации. Погрешности приборов физически не изменяют количество энергии, а лишь неточно отражают его.

В данной работе будут рассмотрены виды потерь электроэнергии, мероприятия по их снижению на примере схемы электрических соединений ВЛ-110-35кВ ВЭС ПАО «ТРК». **Целью работы** является разработка мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии Асиновского энергорайона.

Для достижения поставленной цели были решены следующие **задачи**:

5. Изучены потери электроэнергии: классификация и методы борьбы с потерями.
6. Изучены особенности работы электрической сети Асиновского энергорайона.
7. Смоделирована схема электрической сети в программу RastrWin3 для расчета режимов электрических сетей.
8. Проведена оптимизация режимом работы схемы электрических соединений ВЛ-110-35кВ ВЭС ПАО «ТРК».

Глава 1 КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ АСИНОВСКОГО ЭНЕРГОРАЙОНА

1. Барьеры, сдерживающие развитие энергосбережения и энергоэффективности в стране

При расчете режимов электрических сетей термин «потери» применяется в связке и с другими параметрами, например, «потери мощности», «потери напряжения». Широко распространенные обозначения упомянутых величин ΔU , ΔP и ΔW ассоциируются с потерями, а не с расходом. Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и так далее. Для целей нормирования потерь целесообразно использовать укрупненную структуру потерь электроэнергии, в которой потери разделены на составляющие, исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений. Исходя из этого критерия фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

- технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Технические потери не могут быть измерены, их значения получают расчетным путем на основе известных законов электротехники;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд;
- потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (инструментальные потери). Эти потери - получают расчетным путем на основе данных о метрологических

характеристиках и режимах работы используемых приборов;

- коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию.

Энергосбережение – реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное использование) топливно-энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии. Энергосбережение – важная задача по сохранению природных ресурсов.

Меры по снижению энергоемкости за период 1998-2005 гг. оказались недостаточными для того, чтобы остановить динамичный рост спроса на энергию и мощность. Рост спроса на газ и на электроэнергию оказался выше предусмотренных «Энергетической стратегией России» значений.

Суммарное энергопотребление России в 2007 г. составило порядка 990 млн. т.у.т. При доведении внедрения энергосберегающего и энергоэффективного оборудования до уровня в странах – членах ЕС, энергопотребление снизилось бы до величины 650 млн. т.у.т. Другими словами, около 35% энергии у нас теряется.

Барьеры, сдерживающие развитие энергосбережения и энергоэффективности в стране, можно разделить на четыре основные группы:

1. недостаток мотивации;
2. недостаток информации;
3. недостаток опыта финансирования проектов;
4. недостаток организации и координации.

Существует два пути решения возникшей проблемы:

- первый - крайне капиталоемкий путь наращивания добычи нефти и газа и строительства новых объектов электрогенерации;
- второй - существенно менее затратный, связанный с обеспечением экономического роста в стране за счет повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Следует отметить, что на практике необходимо сочетание первого и второго вариантов с несомненным приоритетом энергоэффективности.

Систематическая работа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в различных секторах и сферах экономики России началась после принятия федерального закона РФ от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

В 2010 году Минэнерго России совместно с ЗАО «АПБЭ» и ФГУ «РЭА» разработало Государственную программу Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» («ГПЭЭ-2020»), которая была одобрена на заседании Правительства Российской Федерации 21.10.2010 и утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 2446-р.

Программа призвана стать инструментом решения масштабной задачи по снижению к 2020 году энергоемкости ВВП на 40%.

Для реализации прописанных в Программе мероприятий необходимо привлечь финансирование из различных источников. Кроме этого, участники программы должны в обязательном порядке установить современные приборы учета и провести энергетические обследования. Поскольку инвестиционные проекты по энергосбережению и технико-экономическое обоснование мероприятий немыслимы без объективных данных учета и результатов обследования.

Решение задач, поставленных в рамках Программы, требует высокой степени координации действий не только федеральных органов исполнительной власти, но и органов власти субъектов Российской Федерации, местного самоуправления, организаций и населения. Содействовать этому будет Российское энергетическое агентство (РЭА), на которое приказом Минэнерго возложена функция оперативного управления Госпрограммой.

Потенциал получения прибыли от долгосрочных инвестиций в повышение энергоэффективности российской энергетики оценивается западными специалистами в 300 миллиардов долларов. Однако пока российские и западные инвесторы неохотно идут в этот сектор.

Их останавливает недоработанная нормативно-правовая база отрасли и отсутствие примеров практического применения энергоэффективных технологий. Потому Министерством принято решение развивать практику энергосервисных контрактов.

В частности Минэнерго планирует создать федеральную энергосервисную компанию, которая будет на 100% принадлежать государству, и выступит инициатором новых проектов. Она будет принимать на себя весь риск и сможет даже входить в акционерный капитал региональных энергосервисных компаний, которые должны проводить энергомодернизацию российских предприятий.

2. Виды потерь электроэнергии

Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и тому подобное.. К технологическому расходу можно отнести технические потери в элементах сети и расход на собственные нужды подстанций.

Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих. В настоящее время расход электроэнергии на собственные нужды подстанций отражается в отчетности в составе технических потерь, а потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, - в составе коммерческих потерь. Это является недостатком существующей системы отчетности, так как не обеспечивает ясного представления о структуре потерь и целесообразных направлениях работ по их снижению. Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Четвертая составляющая - представляет собой воздействие «человеческого фактора» и включает в себя: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами, потребление энергии мимо счетчиков, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т. п. [2].

Критерии отнесения части электроэнергии к потерям могут быть физического и экономического характера. Сумму технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и коммерческих потерь (хищений) можно назвать физическими потерями электроэнергии. При этом

первые две составляющие физических потерь относятся к технологии передачи электроэнергии по сетям, а третья, к технологии контроля количества переданной электроэнергии. Занижение приборами учета объемов полезно отпущенной электроэнергии (недоучет) является такой же экономической потерей, как и две описанные выше составляющие. То же самое можно сказать и о хищениях электроэнергии. Основной задачей расчета и анализа потерь является определение их структуры, выявление конкретных очагов потерь и оценка возможностей их снижения до экономически оправданных значений.

В настоящее время при классификации потерь электроэнергии более часто употребляется термин «технологические потери электроэнергии», определение которого установлено Приказом Минэнерго РФ от 30.12.08 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». Собирательное выражение «коммерческие потери электроэнергии» на сегодняшний день не закреплено в законодательстве, но встречается в отраслевых нормативно-технических документах. В одном из них под коммерческими потерями понимается разность между отчетными и техническими потерями, при этом «техническими потерями электроэнергии» считается весь «технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям, определяемый расчетным путем» [3].

Также, в форме федерального статистического наблюдения № 23-Н "Сведения о производстве и распределении электрической энергии", утвержденной Приказом Федеральной службы государственной статистики от 01.10.2012 г. № 509, используется отчетный показатель «коммерческие потери». Его определение в рамках формы 23-Н звучит как «данные о количестве электроэнергии, не оплаченной абонентами», без приведения формулы расчета. В отраслевых же отчетных документах сетевых компаний, например в формах 2-рег, 46 –ЭЭ (передача), указываются только фактические потери, а в макетах 7-

энерго подробная структура технологических потерь. Коммерческие потери, а также нетехнологические, в этих формах не указываются.

В таблицах для обоснования и экспертизы технологических потерь электроэнергии на регулируемый период [6], заполняемых сетевыми организациями, математическая разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии называется «нетехнологические потери электроэнергии».

Чтобы избежать путаницы в применяемой терминологии, в укрупненной структуре фактических потерь электроэнергии более корректно обозначить в две группы:

1. Технологические потери.
2. Коммерческие потери.

2.1 Технологические потери

Технологические потери при транспортировке электроэнергии –сумма двух составляющих потерь:

- Потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (технические потери).
- Расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Они не являются убытками предприятия в полной мере этого слова, так как стоимость их нормативного объема учитывается в тарифе на передачу электроэнергии. Средства на покрытие финансовых издержек, связанных с приобретением электроэнергии для компенсации технологических потерь в рамках установленного норматива, поступают в сетевую компанию в составе собранной выручки за передачу электроэнергии.

Технические потери электроэнергии можно рассчитать по законам электротехники, допустимые погрешности приборов учета – на основании их метрологических характеристик, а расход на собственные нужды подстанций определить по показаниям электросчетчиков.

2.2 Коммерческие потери

Коммерческие потери невозможно измерить приборами и рассчитать по самостоятельным формулам. Они определяются математически как разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии и не подлежат включению в норматив потерь электроэнергии. Затраты, связанные с их оплатой, не компенсируются тарифным регулированием.

Применяемое определение «коммерческие» для этого вида потерь, подчеркивает связь убытка с процессом оборота товара, которым является электроэнергия. Потери электроэнергии, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. Поэтому оно не учтено как отдача из сетей, и никому из потребителей не предъявлено к оплате.

В соответствии с действующим законодательством, сетевые организации обязаны оплачивать фактические потери электрической энергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства [7], следовательно, и коммерческие потери в их составе. Коммерческие потери электроэнергии в отличие от технологических являются прямым финансовым убытком сетевых компаний. Являясь, с одной стороны, причиной денежных расходов сетевого предприятия, они в то же время являются и его упущенной выгодой от неоплаченной передачи электроэнергии. Поэтому сетевые организации в большей степени, чем другие участники рынка электроэнергии, заинтересованы в максимально точном учете электроэнергии и правильности расчетов её объемов в точках поставки на границах своей балансовой принадлежности.

Можно говорить о некорректности перекладывания на сетевые компании всей финансовой ответственности за коммерческие потери электроэнергии,

поскольку причины их возникновения, а также эффективность их выявления и устранения зависят не только от электросетевых компаний. Но факт остается фактом: коммерческие потери электроэнергии являются «головной болью» в первую очередь сетевых организаций.

В то же время несовершенство законодательно - правовой базы, отсутствие у сетевых предприятий прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями, недостаточное финансирование и невозможность значительного увеличения штата сотрудников, контролирующих электропотребление, ограничивает возможности сетевых организации в выявлении и устранении причин возникновения коммерческих потерь электроэнергии.

3. Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

Величина коммерческих потерь электроэнергии зависит от значений других структурных показателей баланса электроэнергии. Чтобы узнать объем коммерческих потерь электроэнергии за определенный период, необходимо сначала составить баланс электроэнергии рассматриваемого участка электрической сети, определить фактические потери и рассчитать все составляющие технологических потерь электроэнергии. Дальнейший анализ потерь электроэнергии помогает локализовать их участки и выявить причины их возникновения для последующего выбора мероприятий по их снижению.

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

1. Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.
2. Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.
3. Несанкционированное электропотребление.
4. Погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

1. Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.

Работа измерительных комплексов электроэнергии сопровождается инструментальной погрешностью, величина которой зависит от фактических технических характеристик приборов учета и реальных условий их эксплуатации. Требования к измерительным приборам, установленные законодательными и нормативно–техническими документами, влияют в конечном итоге на максимально допустимую величину недоучета электроэнергии, которая входит в состав нормативных технологических потерь. Отклонение фактического недоучета электроэнергии от расчетного допустимого значения относится к коммерческим потерям.

Основные причины, приводящие к появлению коммерческих «инструментальных» потерь:

- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- низкий коэффициент мощности ($\cos \varphi$) измеряемой нагрузки;
- влияние на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты;
- несимметрия и значительное падение напряжения во вторичных измерительных цепях;
- отклонения от допустимого температурного режима работы;
- недостаточный порог чувствительности счетчиков электроэнергии;
- завышенный коэффициент трансформации измерительных ТТ;
- систематические погрешности индукционных электросчетчиков.

Также на результат измерений влияют следующие факторы, наличие которых во многом определяется существующим в сетевой организации уровнем контроля состояния и правильности работы используемого парка приборов учета:

- сверхнормативные сроки службы измерительных комплексов;
- неисправность приборов учета;
- ошибки при монтаже приборов учета, в т. ч. неправильные схемы их подключения, установка измерительных ТТ с различными коэффициентами трансформации в разные фазы одного присоединения и т.п.

До сих пор в эксплуатации имеются устаревшие, выработавшие свой ресурс индукционные электросчетчики класса точности 2,5. Причем такие приборы учета встречаются не только у потребителей – граждан, но и у потребителей - юридических лиц.

Согласно действовавшему до 2007г. ГОСТ 6570-96 «Счетчики активной и реактивной энергии индукционные», срок эксплуатации счетчиков электроэнергии с классом точности 2,5 был ограничен первым межповерочным интервалом, а с 01.07.97 выпуск счетчиков класса 2,5 прекращен.

Индукционные счетчики класса точности 2,5 исключены из Государственного реестра средств измерений, они не производятся и не принимаются на поверку. Срок поверки для однофазного индукционного счетчика составляет 16 лет, а трехфазного – 4 года. Поэтому, по срокам межповерочного интервала, трехфазные индукционные электросчетчики класса точности 2,5 не должны применяться для коммерческого учета электроэнергии уже несколько лет.

Действующий в настоящее время ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) распространяется на электромеханические (индукционные) счетчики ватт-часов классов точности 0,5; 1 и 2. Для индукционных электросчетчиков класса 2,5 в настоящее время нет действующих нормативных документов, устанавливающих метрологические требования.

Можно сделать вывод о том, что применение в настоящее время однофазных индукционных электросчетчиков с классом точности 2,5 в качестве средств измерения не соответствует положениям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".

2. Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям обусловлены следующими факторами:

- искажения данных о фактических показаниях счетчиков электроэнергии на любом этапе операционного процесса. Сюда относятся ошибки при визуальном снятии показаний счетчиков, неточная передача данных, неправильный ввод информации в электронные базы данных;
- несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным. Ошибки могут возникать уже на этапе заключения договора, а также при неточном внесении информации в электронные базы данных, их несвоевременной актуализации. Сюда же следует отнести случаи замены приборов учета без одновременного составления актов и фиксации показаний снятого и установленного счетчика, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов;
- неурегулированные договорные условия в области электроснабжения и оказания услуг по передаче электроэнергии в отношении состава точек поставки, приборов учета и применяемых алгоритмов расчета потерь в электрооборудовании при их установке не на границе балансовой принадлежности. Подобные ситуации могут приводить не только к ошибкам в расчетах, особенно при смене владельца объекта, реструктуризации организаций - потребителей электроэнергии, но и к фактическому «бездоговорному» электроснабжению объектов в отсутствие официального внесения конкретных точек поставки в договоры энергоснабжения или оказания услуг по передаче электроэнергии.

- одновременность снятия показаний приборов учета электроэнергии, как у потребителей, так и по точкам поступления электроэнергии в сети;
- несоответствие календарных периодов выявления и включения неучтенной электроэнергии в объемы её передачи;
- установка приборов учета не на границе балансовой принадлежности сетей, неточности и погрешности применяемых алгоритмов расчета потерь электрической энергии в элементах сети от границы балансовой принадлежности до точки измерения, либо отсутствие таких алгоритмов для «дорасчета» потерь электроэнергии;
- определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности;
- «безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик. Такие случаи нарушают положения Федерального закона № 261 - ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации " от 23.11.2009, в части оснащения приборами учета электрической энергии и их ввода в эксплуатацию;
- недостаточная оснащенность приборами учета электрической энергии границ балансовой принадлежности электрических сетей, в том числе с многоквартирными жилыми домами;
- наличие бесхозных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей;
- применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета.

3. Несанкционированное электропотребление.

К данной категории следует отнести так называемые «хищения» электроэнергии, к которым относят несанкционированное присоединение к электрическим сетям, подключение электроприемников помимо электросчетчика, а также любые вмешательства в работу приборов учета и иные действия с целью занижений показаний счетчика электроэнергии. Сюда же следует отнести и несвоевременное сообщение в энергоснабжающую организацию о неисправностях приборов учета.

Несанкционированное электропотребление электроэнергии часто составляют основную долю коммерческих потерь, особенно в сети 0,4кВ. Всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются в большинстве своем бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими.

Объемы хищений электроэнергии возрастают в периоды пониженной температуры воздуха, что свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление.

4. Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии

Поскольку коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации. Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методов оперативных расчетов или расчетных суток, несомненно выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. К тому же, реальные технические параметры элементов электрической сети зачастую имеют отклонения от справочных и паспортных значений, применяемых в расчетах, что связано с продолжительностью их эксплуатации и фактическим техническим состоянием электрооборудования. Информация о параметрах электрических

режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды, также не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии.

4. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

Для снижения потерь электроэнергии разработано множество мероприятий. Сложность проблемы выбора оптимального состава мероприятий привела к необходимости их классификации.

В настоящее время нет единой установившейся классификации мероприятий по снижению потерь мощности и энергии. Чаще всего используется следующая классификация мероприятий по совершенствованию управления режимами электрических сетей;

- мероприятия по автоматизации управления режимами электрических сетей;
- мероприятия по реконструкции электрических сетей;
- мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии;
- оснащение приборами коммерческого и технического учета.

Мероприятия каждой из перечисленных групп имеют организационные и технические аспекты.

К организационным аспектам относятся:

- внедрение программного обеспечения, проведение расчетов по выбору (МСП) и оценке их экономических показателей;
- разработка плана мероприятий; выпуск организационно - распорядительных документов, устанавливающих ответственность подразделений за те или иные составляющие потерь;

- разработка системы стимулирования персонала к снижению потерь электроэнергии;
- введение системы контроля за проведением работ по снижению выделение средств и материальных ресурсов для приобретения необходимого оборудования, его доставки и установки;
- установление в договорах электроснабжения условий потребления реактивной энергии потребителями в соответствие с действующими нормативными документами.

К техническим аспектам МСП относятся:

- реализация оптимального управления режимами электрических сетей;
- установка и ввод в действие технических средств снижения потерь электроэнергии, средств телеизмерений параметров режима электрических сетей и автоматических устройств управления режимами;
- реализация потребителями режимов потребления реактивной энергии, установленных в договорах электроснабжения.

4.1 Основное содержание организационных и технических аспектов мероприятий по совершенствованию управления режимами электрических сетей

4.1.1 Мероприятия по совершенствованию управления режимами электрических сетей

К таким мероприятиям относятся:

- реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей 110 кВ и выше по реактивной мощности и напряжению;
- проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии за счет перераспределения потоков между элементами;
- осуществление регулирования напряжения в центрах питания радиальных сетей 6-110 кВ, обеспечивающего минимальных потери

электроэнергии при допустимых отклонениях напряжения у потребителей электроэнергии;

- размыкание линий 6-35 кВ с двухсторонним питанием в точках, обеспечивающих электроснабжение потребителей при минимальных суммарных потерях электроэнергии в сетях 6-35 кВ и выше;
- отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.

4.1.2 Мероприятия по автоматизации управления режимами электрических сетей

Мероприятия заключаются в установке и вводе в работу:

- автоматических регуляторов напряжения трансформаторов с РПН;
- автоматических регуляторов реактивной мощности ее источников;
- средств телеизмерений.

Основное содержание мероприятий по автоматизации управления режимами электрических сетей. Оптимальные режимы работы ряда устройств определяются местными параметрами текущего режима электрической сети. Их регулирование целесообразно осуществлять с помощью автоматических устройств, установленных непосредственно в точке установки оборудования. Эффект от их установки заключается в автоматическом отслеживании изменений режима, более тщательном и эффективном, чем это могло бы быть выполнено диспетчером.

4.1.3 Мероприятия по реконструкции электрических сетей

К таким мероприятиям относятся:

- разукрупнение подстанций, ввод дополнительных ВЛ и трансформаторов для разгрузки перегруженных участков сетей, перемещение

трансформаторов с одних подстанций на другие с целью нормализации их загрузки, ввод дополнительных коммутационных аппаратов и т.п.

- ввод компенсирующих устройств (КУ) на подстанциях энергосистемы;
- ввод технических средств регулирования напряжения (трансформаторов с продольно-поперечным регулированием, вольтодобавочных трансформаторов, трансформаторов с РПН и т.д.)

Реконструкцию сетей проводят, исходя из рассмотрения комплекса условий, в которых уровень потерь электроэнергии является одним из параметров, но, как правило, не основным. Поэтому такую реконструкцию относят не к целевым МСП, а к мероприятиям с сопутствующим снижением потерь. Снижение потерь определяют сравнением их значений до и после реконструкции. В исключительных случаях такая реконструкция оправдывается только за счет получаемого при этом снижения потерь.

Ввод компенсирующих устройств и технических средств регулирования напряжения производят с целью нормализации отклонений напряжения, увеличения пропускной способности сети или снижения потерь. Эффективность их влияния на потери определяют на основе сравнения расчетных потерь в вариантах без этих устройств и с ними.

В данной работе используются следующие мероприятия по совершенствованию управления режимами электрических сетей:

- осуществление регулирования напряжения в центрах питания радиальных сетей 6-110 кВ, обеспечивающего минимальных потери электроэнергии при допустимых отклонениях напряжения у потребителей электроэнергии;

- размыкание линий 6-35 кВ с двухсторонним питанием в точках, обеспечивающих электроснабжение потребителей при минимальных суммарных потерях электроэнергии в сетях 6-35 кВ и выше;

- отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами.

ГЛАВА 2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЭС

2.1 Расчет и анализ установившихся режимов ЭЭС

К установившимся относятся режимы, которые характеризуются неизменными параметрами.

В установившемся режиме реальной электрической системы параметры режима непостоянны; они непрерывно изменяются, но эти изменения, происходящие около некоторого среднего значения, могут быть настолько малыми, что режим практически допустимо считать установившимся.

Расчет установившихся режимов осуществляется для определения уровней напряжения в узлах электрической сети, оценка распределений потоков активной и реактивной мощности, токов по элементам электрической сети.

Нормальный установившийся режим – режим работы энергосистемы, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах и характеризуется неизменными параметрами

Послеаварийный установившийся режим – режим наступающий после аварийного отключения какого-либо элемента системы, характеризующийся неизменными параметрами режим и не требующий немедленной ликвидации, возникает при работе элементов системы с допустимой перегрузкой [4].

В соответствии с ГОСТ Р 54149-2010 [5], допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей не должны превышать $\pm 10\%$. Наибольшие расчётные напряжения в питающих пунктах электрической сети не должны быть выше максимальных рабочих напряжений по ГОСТ 721-77 [6]:

- для сетей 500кВ на 1%;
- для сетей 330кВ и ниже на 2,5%;

Загрузки автотрансформаторов и трансформаторов должны соответствовать ГОСТ 14209-97 [7].

Величина токов воздушных линий (ВЛ) не должна превышать длительно допустимые токи в соответствии с ПУЭ [8].

В качестве исходных данных дана схема электрических соединений ВЛ-110-35 кВ ВЭС ПАО «ТРК». В территориальную дирекцию «Восточные электрические сети» входят Асиновский, Белоярский, Зырянский, Первомайский, Тегульдетский районы электрических сетей. В работе более подробно будет рассмотрен Асиновский энергорайон.

2.2 Расчет нормального и послеаварийного установившихся режимов ЭЭС

Расчеты нормального и послеаварийного установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) выполнены с использованием цифровой модели, подготовленной в программном комплексе RastrWin3. Цифровая расчетная модель ЭЭС формируется на основании исходных данных и представляет собой базу данных, отражающую параметры узлов и ветвей входящих в схему замещения рассматриваемой ЭЭС. Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin3 используется более чем в 260 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Узбекистана, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии.

В России основными пользователями являются:

- Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЦДУ ЕЭС) и его филиалы;
- Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения;
- Территориальные АО-Энерго и распределительные сетевые компании (РСК);
- Проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ).

RastrWin используется студентами многих вузов России для выполнения курсовых и дипломных работ.

Исходные данные

Таблица 1 – Длины и параметры линий электропередачи

Названия	Марка провода	L, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ОСШ 110 кВ - Ягодное 1 сек	АС 120/19	27,7	6,76	11,83	-73,6
Ягодное 1 сек - ОСШ 110 кВ	АС 120/19	29,8	7,27	12,72	-79,2
ОСШ 110 кВ - Улу-Юл 2 сек	АС 150/24	45,1	9,2	18,94	-122,1
Улу-Юл 2 сек - Комсомольская 110	АС 150/24	40,8	8,32	17,14	-110,4
Комсомольская 110 - с-52	АС 70/11	2	2,24	2,35	-13,5
с-52 - Первомайская 110 1 сек	АС 70/11	3,3	2,24	2,35	-13,5
с-52 - Асино 110	АС 150/24	55,7	11,37	23,39	-150,8
Первомайская 110 2 сек - Асино 110	АС 150/24	25,8	5,26	10,84	-150,1
Асино 110 - Асино 110 С-68	АС 185/29	5,2	0,83	2,18	-14,1
Асино 110 - Асино 110 С-69	АС 185/29	5,2	0,83	2,18	-14,1
Асино 110 - С-62 отп	АС 95/16	30,8	9,32	16,31	-101,5
Асино 110 - С-61 отп	АС 95/16	30,8	9,32	16,31	-101,5
С-62 отп - Чердаты 110 кВ	АС 120/19	38,2	9,27	13,36	-80,4
С-61 отп - Чердаты 110 кВ	АС 120/19	38,2	9,27	13,36	-80,4
Чердаты 110 кВ - 110 кВ с-64	АС 70/11	85,4	36,04	37,92	-217,5
Чердаты 110 кВ - 110 кВ с-63	АС 70/11	85,4	36,04	37,92	-217,5
Асино 110 - ОСШ 110 кВ С- 67	АС 95/16	48	14,45	20,8	-125,3
Асино 110 - ОСШ 110 кВ С- 69	АС 70/11	48	20,26	21,31	-122,2
ОСШ 110 кВ - Батурино 1 сек	АС 70/11	72,3	30,51	32,1	-184,2
ОСШ 110 кВ - Батурино сек 2	АС 70/11	72,3	30,51	32,1	-184,2

Таблица 2 –Технические данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов 35-110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН (ТМ)-1000/35	1	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	0,4; 0,69; 6,3;	65	16,5; 18	36	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,1
ТМН (ТМ)-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН (ТМ)-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН (ТМ)-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН-2500/110	2,5	+ 10x1,5% -8x1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	+9x1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН- 10000/110	10	+9*1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Таблица 3 – Технические данные трехфазных трехобмоточных трансформаторов 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные									Расчетные данные						
		U _{ном} обмоток, кВ			u _к , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I _x , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ_x , квар
		ВН	СН	НН	BC	ВН	СН				ВН	СН	НН	BC	ВН	СН	
ТМТН -6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131, 2	75,6
ТДТН -10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН -25000/110	25	115	11; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6				0,8	0,8	0,8	35,5	0 (22,3)	22,3 (0) 20,7 (0)	240 320

Таблица 4 –Технические данные автотрансформатора

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные											Расчетные данные						ΔQ_x , квар
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			u_k , %			ΔP_k , кВт			ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	R_T , Ом	X_T , Ом			
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе — выпуск после 1985г.)	125	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,3;6,6 10,5; 11;38,5	11/ 11	31/ 45	19/ 28	290/ 305			85/ 65	0,5	0,5/ 0,52	0,5/ 0,52	1,0/ 3,2	48,6/ 49,0	0	82,5/ 131	625

Результаты расчёта установившегося режима до регулирования приведены в приложении Б. При расчете режима допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей, превысили $\pm 10\%$, что не соответствует допустимым отклонениям напряжений на шинах потребителей. Регулирование напряжения производилось с помощью РПН трансформаторов. Результаты расчёта установившегося режима после регулирования приведены в приложении В, из которых следует сделать вывод, что все напряжения были введены в пределы допустимых отклонений напряжения на шинах потребителей.

2.3 Расчет послеаварийных режимов

Были посчитаны аварийные режимы, а именно, отключение линий С-60, С-69.

Аварийный режим ЭС – режим с параметрами, выходящими за пределы технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляет недопустимую угрозу для жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в необходимом объеме.

Пример расчета при отключении линии С-60 сведены в приложение Г.

Результаты расчета послеаварийного режима до и после регулирования напряжения с помощью РПН приведены в приложении Г, Д.

Далее был рассмотрен режим работы схемы с введенными в неё ПС Новомариинка, ПС Березовка, ПС Куяново. Данный участок схемы в реальном времени работает в разомкнутом режиме, ПС Новомариинка присоединена ко 2 секции шин 35 кВ ПС Первомайская, а у ПС Березовка и ПС Куяново центр питания 1 секция 35 кВ ПС Первомайская. Замкнув «кольцо», посчитали потери активной мощности и сделали вывод о том, что в замкнутом положении потери меньше, чем в разомкнутом.

Глава 3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В техническом разделе данной работы было проведено моделирование электрических соединений ВЛ-11-35кВ ВЭС ПАО «ТРК», анализ режимов и расчет потерь электрической энергии. Проведение данных работ проводилось при помощи ЭВМ и программного комплекса RastrWin3, а также средств Microsoft Office. Ухудшение технико-экономических показателей работы самой системы происходит вследствие роста потерь мощности и энергии, увеличение расхода топлива, снижение пропускной способности элементов сети и срока службы электрооборудования. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – важная составляющая общего комплекса энергосберегающих мероприятий.

Целью данного раздела является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта. Достижение цели обеспечивается решением задач организации работ по научно-исследовательскому проекту, планирование научно-исследовательских работ, оценки научно-технического уровня работ, определение ресурсной (ресурсосберегающей), бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

3.1 Организация и планирование работ по проведению расчета и анализа данных

Планирование – это разработка системы целенаправленных действий по реализации инвестиционного проекта, предусматривающая порядок, последовательность и сроки выполнения работ и обеспечивающая эффективное использование материально-технических, трудовых и финансовых ресурсов. Принятые на основе планов управленческие решения должны отвечать прогрессивным организационно-техническим и технологическим принципам осуществления всех видов работ в заданные сроки и с высоким их качеством.

Разработка проекта производится группой квалифицированных специалистов, состоящей из трех человек, в которую входят руководитель и 2 инженера.

Таблица 5 – Состав участников научно-исследовательской работы

Исполнители	Тарифный коэффициент	Минимальный мес. оклад
Руководитель	3,36	22000
Инженер	2,68	8000

Наиболее ответственной частью экономических расчетов является расчет трудоемкости работ, так как трудовые затраты составляют основную часть стоимости проекта.

Для определения трудоемкости выполнения проекта составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены, затем определим трудоемкость (чел×дн) по формуле:

$$TE = n \times t_{ож(ij)},$$

где TE – трудоемкость, чел.×дн.;

n – количество исполнителей, человек;

$t_{ож(ij)}$ – продолжительность работ, дней.

Одной из основных целей планирования научно-исследовательской работы является определение общей продолжительности их проведения. Для определения ожидаемого значения продолжительности работы $t_{ож}$ применяется следующий вариант использования вероятностных оценок продолжительности работ:

$$t_{ож} = (2 t_{min} + t_{max})/3,$$

где t_{min} - кратчайшая продолжительность данной работы;

t_{max} - самая длительная продолжительность данной работы.

Таблица 6 – План научно-исследовательской работы

№ этапа	Наименование этапа	Кол-во человек	Продолжительность работ			ТЕчел× дн.
			t _{min}	t _{max}	t _{ож}	
1	Получение задания, постановка задачи	Руководитель Инженер	1	1	1	2
2	Обзор литературы	Инженер	1	1	1	1
3	Утверждение задачи	Инженер	1	1	1	1
4	Изучение особенностей работы электрической сети в нормальном режиме	Руководитель Инженер	1	1	1	2
5	Сбор и систематизация данных о параметрах	Инженер	3	5	4	4
6	Создание схемы системы электроснабжения для ПК RasrWin3	Инженер	3	5	4	4
7	Проверка схемы	Руководитель	1	1	1	1

	руководителем					
8	Ввод схемы электрической сети в программу для расчета режимов электрических сетей ПК RastrWin3	Инженер	10	14	12	12
9	Расчет установившихся режимов работы схемы, корректировка полученных результатов	Инженер	2	4	3	3
10	Расчет аварийных режимов работы схемы, корректировка полученных результатов	Инженер	2	4	3	3
11	Расчет аварийных и ремонтных режимов работы схемы	Инженер	2	4	3	3

	(наложение режимов), корректировка полученных результатов					
12	Анализ статической устойчивости работы схемы	Руководитель Инженер	2	4	3	6
13	Анализ режимов до и после реконструкции сети работы схемы	Руководитель Инженер	2	4	3	6
14	Обработка результатов	Инженер	4	6	5	5
15	Оформление записки	Руководитель Инженер	5	7	6	6

3.1.1 Продолжительность этапов работ

Далее, строим линейный график работ и график занятости исполнителей. Он является наиболее простым и наглядным; он отражает наименования этапов, численность исполнителей и длительность выполнения каждого вида работ.

Общая продолжительность НИР составила 51 рабочих дней ($t_{\text{раб}}$), при этом не учитывались выходные и праздничные дни. Для учета выходных и праздников переведем рабочие дни в календарные, для перевода воспользуемся формулой:

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\text{раб}}}{\kappa_{\text{пер}}} = \frac{59}{0,66} = 89 \text{ дней},$$

$t_{\text{кал}}$ - общая продолжительность НИР в календарных днях;

$t_{\text{раб}}$ - общая продолжительность НИР в рабочих днях;

$\kappa_{\text{пер}}$ – переводной коэффициент равный 0,66.

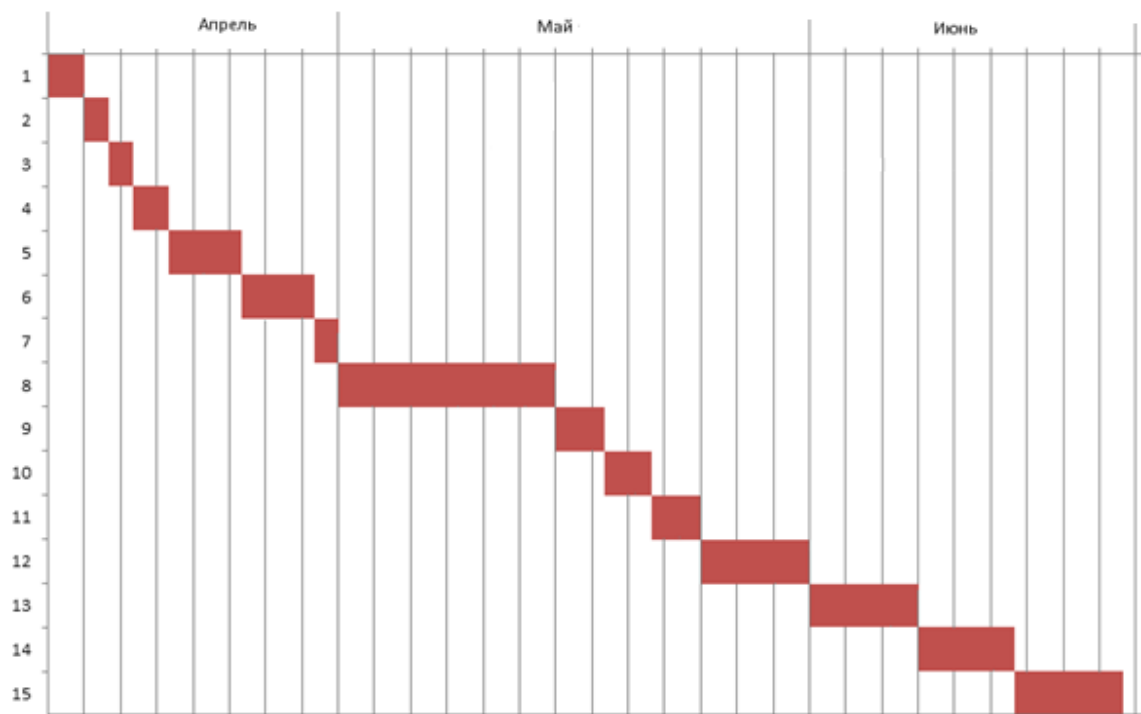


Рисунок 3.1 – Диаграмма Ганта

3.3 Расчет сметы затрат на проведение расчетов и анализа данных

Рассчитываем смету расходов, включая затраты на приобретение необходимого оборудования для разработки проекта и текущие расходы. Затраты, образующие себестоимость продукции (работ, услуг), группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

$$K_{\text{проекта}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам.комп.техн}} + I_{\text{з/пл}} + I_{\text{соц.отч.}} + I_{\text{накл.расх}} + I_{\text{прочие}}$$

Рассчитываем материальные затраты ($I_{\text{мат}}$). Результат расчета приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Материальные затраты

Материалы и оборудование	Ед. изм.	Цена за ед., руб.	Количество материала, ед.	Затраты, руб.
Бумага	лист	0,13	1000	130
CD-RW “TDK”	шт.	25	3	75
Чернила для принтера	картридж	220	1	220
ИТОГО:	$I_{\text{мат}} = 425 \text{ руб.}$			

Рассчитываем амортизацию компьютерной техники ($I_{\text{ам.комп.техн}}$).

Расходы на приобретение или изготовление основных фондов, используемых многие годы, например дорогих производственных устройств не имеет смысла в полном объеме относить на хозяйственный год их приобретения, иначе говоря, на затраты на продукцию и услуги, произведенные в этом году. Более корректно при расчете затрат учитывать в году приобретения и в последующие годы только ту часть затрат, которая происходит от старения основных фондов в каждом году.

Для расчета амортизации оборудования воспользуемся следующей формулой:

$$I_{\text{ам.комп.техн.}} = (T_{\text{исп.к.т}}/365) \times K_{\text{комп.т.}} \times H_{\text{а}}$$

где $T_{\text{исп.к.т}} = 77$ дней – время использования компьютерной техники; 365 дней – число дней в году; $K_{\text{комп.т}}$ – стоимость компьютерной техники; N_a – норма амортизации.

$$K_{\text{комп.т}} = K_{\text{комп}} + K_{\text{принтера}} + K_{\text{сканера}},$$

где $K_{\text{комп}}$ – стоимость компьютера, руб.;

$K_{\text{принтера}}$ – стоимость принтера, руб.; $K_{\text{сканера}}$ – стоимость сканера, руб.;

$$N_a = 1/T_{\text{сл.к.т.}},$$

где $T_{\text{сл.к.т.}}$ – срок службы компьютерной техники, год.

Таблица 8 – Затраты на амортизацию оборудования

Наименование оборудования	Назначение оборудования	$K_{\text{комп.т}}$ руб.	$T_{\text{сл.к.т.}}$ год	$T_{\text{исп.к.т.}}$ дней.
Компьютер Sony	Составление модели схемы для ПК RastrWin3, чертежи схем, расчет режимов электрических сетей	32000	5	77
Принтер лазерный “НР”, цветной	Распечатка чертежей, распечатка результатов исследований	6700	5	77
Сканер “НР”	Сканирование исходных данных по подстанциям, нагрузкам, маркам трансформаторов и т.д.	5200	5	77
ИТОГО:	$I_{\text{ам}} = 1852,22$ руб.			

$$I_{\text{ам.комп.}} = (T_{\text{исп.к.т.}}/365) \times K_{\text{комп.т.}} \times N_a = (77/365) \times 32000 \times (1/5) = 1350,14 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам.прин.}} = (T_{\text{исп.к.т.}}/365) \times K_{\text{комп.т.}} \times N_a = (77/365) \times 6700 \times (1/5) = 282,68 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам.скан.}} = (T_{\text{исп.к.т.}}/365) \times K_{\text{комп.т.}} \times N_a = (77/365) \times 5200 \times (1/5) = 219,4 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам.комп.техн.}} = I_{\text{ам.комп.}} + I_{\text{ам.прин.}} + I_{\text{ам.скан.}} = 1852,22 \text{ руб.}$$

Рассчитаем затраты на оплату труда ($I_{\text{з/пл}}$).

В основе организации фонда заработной платы (ФЗП) лежит тарифная система, системы заработной платы рабочих, инженерно-технических

работников и служащих; премиальные системы для различных категорий работников предприятия. Тарифная система, дифференцируя заработную плату рабочих по разрядам и условиям труда, учитывает главным образом качественную его сторону.

В состав затрат на оплату труда включаются:

- выплаты заработной платы за фактически выполненную работу;
- выплаты стимулирующего характера по системным положениям;
- выплаты по районным коэффициентам;
- компенсации за неиспользованный отпуск;
- другие виды выплат.

Заработная плата:

$$ЗП_{\text{рук}} = (22000 \times 3,36) \times 1,3 = 96096 \text{ руб.},$$

где 22000 руб. – минимальная оплата труда;

1,3 – районный коэффициент Томской области.

$$ЗП_{\text{инж}} = 8000 \times 2,68 \times 1,3 = 27872 \text{ руб.},$$

$$И_{\text{з/пл}} = ЗП_{\text{рук}} + ЗП_{\text{инж}} = 96096 + 27872 = 123968 \text{ руб.}$$

Доплата за неиспользованный отпуск определяется по формуле:

$$ЗП_{\text{отп}} = 0,1 \times И_{\text{з/пл}} = 0,1 \times 123968 = 12396,8 \text{ руб.}$$

Полный фонд заработной платы:

$$ФЗП = И_{\text{з/пл}} + ЗП_{\text{отп}} = 123968 + 12396,8 = 136364,8 \text{ руб.}$$

Рассчитываем отчисления на социальные нужды ($И_{\text{соц.отч.}}$).

Единый социальный налог (пенсионный фонд; фонд медицинского страхования; фонд социального страхования) – 30%.

$$И_{\text{соц.отч.}} = ЕСН = 0,3 \times ФЗП = 0,3 \times 136364,8 = 40909,44 \text{ руб.}$$

Рассчитываем накладные расходы ($И_{\text{накл.расх.}}$).

Как правило, для проектных отделов накладные затраты составляют 100–200% от полного фонда заработной платы, принимаем 150%. Тогда:

$$I_{\text{накл.расх}} = 1,5 \times \Phi ЗП = 1,5 \times 136364,8 = 204547,2 \text{ руб.}$$

Рассчитываем себестоимость проекта ($K_{\text{проекта}}$).

$$\begin{aligned} \Sigma I_{\text{проекта}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам.комп.техн}} + ЗП + I_{\text{соц.отч}} + I_{\text{накл.расхе}} = & 425 + 1852,22 + 136364,8 + \\ & + 40909,44 + 204547,2 = 384098,66 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Таблица 9 – Бюджет затрат на проект

Виды затрат	Обозначение	Сумма затрат, руб.
Материальные затраты	$I_{\text{матер}}$	425
Амортизация компьютерной техники	$I_{\text{ам,комп.техн}}$	1852,22
Затраты на оплату труда	ЗП	136364,8
Отчисления на социальные нужды	$I_{\text{соц.отчисл}}$	40909,44
Накладные расходы	$I_{\text{накл.расх}}$	204547,2
Себестоимость проекта	$K_{\text{проекта}}$	384098,66