

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

Политехнический институт
институт

Электроэнергетики
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Интеллектуальное управление балансами активной и реактивной мощности в
распределительной сети

13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

код и наименование направления

13.04.02.09 «Автоматизация энергетических систем»

код и наименование магистерской программы

Руководитель	_____	<u>доц.каф.ЭМиАТ, к.т.н.</u>	<u>Е.В. Платонова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>В.М. Родькин</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
		Вед.эксперт АО «СО ЕЭС»	
Рецензент	_____	<u>Хакасское РДУ</u>	<u>В.В. Петрунин</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>А.В. Коловский</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2022

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация по теме «Интеллектуальное управление балансами активной и реактивной мощности в распределительной сети» содержит 67 страниц текстового документа, 9 таблиц, 5 приложения, 29 использованных источников.

АНАЛИЗ РЕЖИМА, АКТИВНО-АДАПТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ, SMART GRID, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, АВТОТРАНСФОРМАТОР, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ЭНЕРГОСИСТЕМА, УРОВЕНЬ НАПРЯЖЕНИЯ, ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТЕРИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.

Цель работы: Улучшение технико-экономических показателей распределительной сети Хакасской энергосистемы за счет применения интеллектуального управления балансами активной и реактивной мощности в распределительных сетях.

Задачи:

1. Разработать компьютерную модель распределительной сети Хакасской энергосистемы с использованием устройств компенсации реактивной мощности в качестве активно-адаптивных элементов сети.
2. Выбрать число, мощности и места установки устройств компенсации реактивной мощности.
3. Оценить влияние выбранных устройств компенсации реактивной мощности на величину потерь активной мощности и уровни напряжений в сети.
4. Выполнить оценку технико-экономической эффективности предложенных к установке активно-адаптивных элементов.

Анализ мирового опыта показывает, что внедрение в электрическую сеть активно-адаптивных элементов позволяет повысить надежность систем электроснабжения, снизить капиталовложения в строительство новых объектов, а также гибко регулировать перетоки мощности, обусловленные изменением генерации и потребления, одновременно обеспечив высокую экономическую

эффективность работы всей энергосистемы и потребления. Устройства компенсации реактивной мощности, установленные энергосистеме для поддержания показателей качества электроэнергии в нормально допустимых пределах, являются активно-адаптивными элементами и могут быть использованы при создании интеллектуальной сети.

В работе представлена компьютерная модель энергосистемы Республики Хакасия на базе программного комплекса RastrWin3, с использованием которой был реализован выбор количества, мощностей и мест установки устройств компенсации реактивной мощности. В качестве целевой функции были приняты активные потери электроэнергии и их стоимость, в качестве технических ограничений – уровни напряжений в узлах энергосистемы. Экономическая эффективность от предложенного метода позволит распределительным сетям ежегодно экономить дополнительные средства, за счет компенсации потерь активной мощности и небольшого срока окупаемости блоков статических конденсаторов.

Содержание

ГЛАВА 1	Балансы мощности и энергии	7
ГЛАВА 2	Структура распределительных сетей Республики Хакасия	20
2.1.1	Нормальная схема участка 110 кВ «Шира - Копьёво»	21
2.1.2	Участок 35 кВ «Шира - «Копьёво»	23
2.1.3	Нормальная схема участка 110 кВ «Боград— Шира»	24
2.1.4.	Нормальная схема участка «Боград — Черногорская»	26
2.1.5	Нормальная схема участка 35 кВ «Райково — Сора»	27
2.1.6	Нормальная схема Абаканского участка.....	28
2.1.7	Нормальная схема Черногорского участка	31
2.1.8	Нормальная схема участка Саяногорск-Черемушки.	33
2.1.9	Нормальная схема участка 35 кВ Степная — Бея.....	35
2.1.10	Нормальная схема участка 35 кВ Степная — Югачи	36
ГЛАВА 3	Разработка компьютерной модели Хакасской энергосистемы....	38
3.1	Моделирование пассивных элементов сети.....	40
3.2	Моделирование нагрузочных и генерирующих узлов.....	41
3.3	Компьютерная модель компенсирующих устройств.....	43
3.4	Расчет установившегося режима в ПК «RastrWin3»	44
3.5	Расчет фактических потерь по номинальным напряжениям в максимальном и минимальном режиме в сети 110 кВ и 35 кВ	45
3.6	Расчет фактических потерь активной и реактивной мощности в максимальном и минимальном режиме в сети 110 кВ и 35 кВ	47
ГЛАВА 4	Применение устройств компенсации реактивной мощности для управления потоками активной и реактивной мощности	51
4.1	Выбор числа и мест установки компенсирующих устройств.....	51
4.2	Выбор способов и средств управления устройствами компенсации реактивной мощности	54
4.3	Технико-экономическая оценка применения активно-адаптивных элементов.....	56
Выводы.....		58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		61
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ		63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		64

Введение

Актуальность темы. Работа электроприемников во многом зависит от качества электроэнергии. При низком качестве электроэнергии снижается эффективность работы электроприемников (вплоть до полного прекращения работы), быстро изнашивается изоляция оборудования, сокращается срок его службы. Поэтому необходимо стремиться к поддержанию требуемого стандартом качества электроэнергии [8].

Периодический контроль качества электрической энергии в распределительных сетях 10,5/0,4 кВ свидетельствует о систематических нарушениях нормативных требований по установившемуся отклонению напряжения. Сетевые компании, передающие электрическую энергию потребителям, обязаны использовать все средства регулирования напряжения, постоянно контролировать качество поставляемой электроэнергии и проводить сертификационные испытания ЭЭ, затраты на которые достигают миллионов рублей. Поэтому регулирование напряжения в распределительных сетях наиболее актуальная задача обеспечения качества электроэнергии и этому следует уделять особое внимание, так как регулируя уровни напряжения можно уменьшать потери электроэнергии.

Степень разработанности проблемы. Одним из подходов к построению методики управления балансами активной и реактивной мощности следует считать применение различных компенсирующих устройств, способными регулировать параметры сети. Решением задач, касающихся уменьшения потерь мощности, за счёт применения различных методов регулирования активной и реактивной мощности, а так же использование других методов регулирования параметров сети занимались отечественные ученые, как Дорофеев В.В., Макаров А.А., Ледин С.С., Игнатичев А.В., Распопов Е.В. Вопросами развития и применимости на практике активно-адаптивных устройств по регулированию параметров сети занимались: Кобец Б.Б. [1], Аль Зухаири Али Мохаммед Кадхими [7] и др. Работы упомянутых ученых позволили обобщить, систематизировать и логически увязать исследование о

возможности уменьшение потерь в энергетической сети, за счет использования различных методов управления активной и реактивной мощности.

Цель работы: Улучшение и повышение пропускной способности технико-экономических показателей распределительной сети Хакасской энергосистемы за счет применения интеллектуального управления балансами активной и реактивной мощности в распределительных сетях.

Задачи:

1. Разработать компьютерную модель распределительной сети Хакасской энергосистемы с использованием устройств компенсации реактивной мощности в качестве активно-адаптивных элементов сети.

2. Выбрать число, мощности и места установки устройств компенсации реактивной мощности.

3. Оценить влияние выбранных устройств компенсации реактивной мощности на величину потерь активной мощности и уровни напряжений в сети.

4. Выполнить оценку технико-экономической эффективности предложенных к установке активно-адаптивных элементов.

Объект исследования: распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ Хакасской энергосистемы

Методы исследования. При выполнении работы производился анализ нормальных режимов распределительных сетей Хакасской энергосистемы и компьютерное моделирование распределительных сетей в программном комплексе «RastWin3».

Практическая значимость. Реализация системы интеллектуального управления балансами активной и реактивной мощности в распределительных сетях позволит регулировать перетоки активной и реактивной мощности с помощью компенсирующих устройств. Данное мероприятие позволит снизить активные потери электроэнергии, поможет определить количество мощности и места установки компенсирующих устройств, а так же повысить технико-экономические показатели.

ГЛАВА 1 Балансы мощности и энергии

Каждому моменту установившегося режима в электроэнергетической системе соответствуют балансы по активной и реактивной мощностям. Уравнения балансов мощностей являются важным фактором эффективного функционирования в современной энергетике России.

Источниками активной и реактивной мощностей, являются генераторы электрических станций: тепловых, атомных, гидравлических, парогазовых и газотурбинных, кроме того источниками активной мощности могут быть генерирующие электроустановки нетрадиционных источников энергии (ветровые, приливные и геотермальные станции, солнечные батареи). В зависимости от типа и конструкции некоторые нетрадиционные источники активной энергии потребляют реактивную энергию. В то время как для синхронных генераторов электростанций режим потребления реактивной мощности может быть только кратковременным в аварийных ситуациях.

Потребителями активной и реактивной мощностей являются различные электроустановки, совершающие полезную работу. При протекании электрического тока во всех элементах электрической сети выделяются потери активной и реактивной мощностей. Потери можно разделить на две категории.

Условно-переменные — потери зависят от величины нагрузочного тока, протекающего по сетевым элементам.

Условно-постоянные — потери зависят от уровней напряжения в электрической сети.

Условно-переменные потери активной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах являются следствием выделения тепла при протекании тока по обмоткам, продольные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах вызваны наличием потоков рассеяния. Условно-постоянные потери активной мощности обусловлены вихревыми токами в сердечнике, а реактивные — потерями на перемагничивание сердечника.

В воздушных линиях электропередачи условно-переменные активные потери являются следствием выделения тепла при протекании тока по проводам, а реактивные потери вызваны наличием собственных и взаимных индуктивностей между фазами. К условно-постоянным активным потерям в воздушных линиях электропередачи относятся только потери на корону, поскольку токи утечки через изоляторы пренебрежимо малы в хорошую погоду. Воздушные линии электропередачи являются источниками реактивной мощности.

В кабельных линиях электропередачи условно-переменные активные потери обусловлены выделением тепла при протекании тока по жилам кабеля, а реактивные потери вызваны наличием собственных и взаимных индуктивностей между фазами, которые значительно меньше по сравнению с воздушными линиями. К условно-переменным активным потерям в кабельных линиях электропередачи относятся потери в изоляции. Кабельные линии обладают значительно большей удельной ёмкостной проводимостью фаз, чем воздушные линии.

Прочие виды потерь мощности в генераторах, компенсирующих устройствах, сборных шинах, соединительных проводах, системах учета, коммутационном и защитном оборудовании при анализе баланса мощностей обычно не учитываются по причине их малой величины и высокой погрешности оценочных расчётов.

Для обеспечения нормальной работы основного силового оборудования на электростанциях и подстанциях используется комплекс оборудования собственных нужд. Величина расхода электроэнергии на собственные нужды зависит от типа энергетического объекта, его вида (электростанция, подстанция), используемого топлива и других факторов и колеблется в интервале от 0,1 до 10 % от величины установленной мощности силового оборудования [29].

Составление балансов энергии позволяет получить интегральные характеристики показателей работы энергосистемы.

Мощности нагрузок энергосистемы характеризуют мгновенные показатели работы энергосистемы. Нагрузочные мощности как отдельных потребителей, так и энергосистемы в целом носят случайный характер и не остаются неизменными в течение даже небольших временных интервалов. Эти изменения мощностей обусловлены постоянными включениями или отключениями как отдельных электроприёмников, так и их групп, кроме того, в сети могут меняться потоки мощностей, а значит и потери.

Для определения финансовых показателей работы энергосистемы и выполнения взаиморасчётов участников рынка электроэнергии важны не столько мощности (мгновенные значения расхода электроэнергии за единицу времени), сколько значения количества произведённой, переданной и потреблённой электроэнергии за рассматриваемый промежуток времени [30].

В силу одновременности процессов производства и потребления электроэнергии, в энергосистемах в любой момент установившегося режима имеется соответствие между приходной частью баланса мощностей (суммарной мощностью электрических станций за вычетом расходов на собственные нужды) и его расходной частью (суммарной мощностью нагрузок и потерями мощности в сети) с учетом обменных перетоков мощностей с соседними энергосистемами.

Энергосистема может быть дефицитной, если суммарная мощность потребителей электроэнергии и потерь мощности в сети превышает генерирующую мощность электростанций рассматриваемого района сети. В этом случае недостаток мощности покрывается электростанциями соседнего района через балансирующий узел ($P_{\text{бал}} > 0$). Энергосистема может быть избыточной, если суммарная мощность потребителей электроэнергии и потерь мощности в сети меньше генерирующей мощности электростанций рассматриваемого района сети. Избыток мощности при этом выдается в соседний район через балансирующий узел ($P_{\text{бал}} < 0$). А так же энергосистема может быть сбалансированной, если суммарная мощность потребителей электроэнергии и потерь мощности в сети примерно равны генерирующей

мощности электростанций рассматриваемого района сети. Резервирование мощности нагрузок при аварийном отключении генераторов электростанций рассматриваемого района сети осуществляется через балансирующий узел ($P_{\text{бал}} \approx 0$) [4, 17].

Для случая дефицитной энергосистемы потребители условно разделяются на два географических района: ближайший к проектируемой электростанции и питающийся от нее район и другой район-тяготеющий к балансирующему узлу (узлу связи с соседней системой). При этом следует учитывать, что в дефицитной энергосистеме следует особое внимание уделить фактору надежности, так как при аварийном останове блока на электростанции питание большого числа потребителей должно обеспечиваться от балансирующего узла.

В случае дефицитности системы целесообразно проверить баланс мощности для послеаварийного режима. В качестве расчётного послеаварийного режима рекомендуется рассматривать аварийное отключение наиболее крупного генератора в системе и наиболее тяжёлые нормативные возмущения [4, 17].

В сбалансированной энергосистеме электрическая сеть обычно строится по принципу питания потребителей от проектируемой электростанции по кратчайшим электрическим связям. Связь с балансирующим узлом предусматривается для надёжности [29].

Избыточная система характеризуется выдачей избытка мощности в соседнюю энергосистему. При этом электростанция должна иметь надёжную связь с балансирующим узлом по кратчайшему пути. При больших избытках мощности в проектируемой энергосистеме следует, наряду с другими вариантами, рассмотреть возможность передачи мощности по линии непосредственной связи электростанции с балансирующим узлом. Кроме того, при разработке вариантов развития сети в избыточной энергосистеме требуется рассмотрение не только режима максимальных, но и режима минимальных нагрузок, так как минимальный режим может оказаться более тяжелым. В связи с этим в избыточной системе обязательно составляются балансы для

максимального и минимального режимов работы потребителей. Разработка баланса мощностей для минимального режима в остальных случаях также рекомендуется ввиду того, что в минимальном режиме обычно выполняются ремонты основного генерирующего оборудования электростанций.

При составлении баланса активных мощностей районы потребления, содержащие мелкие подстанции, эквивалентуются и их суммарная мощность приводится к шинам наиболее крупных подстанций данного района с учётом потерь мощности в распределительной электрической сети. Эта подстанция становится питающей для района местной сети и, в свою очередь, получает питание по системообразующей сети наиболее высокого класса напряжения, чем в местной сети. Этот прием существенно уменьшает объем задачи проектирования сети, так как позволяет независимо решать вопросы разработки конфигурации системообразующей и распределительной сетей.

Баланс по реактивной мощности целесообразно составлять для того, чтобы определить потребность в средствах компенсации реактивной мощности в проектируемой энергосистеме. При этом необходимо обеспечить соответствие между обменными потоками активной и реактивной мощностей с соседней энергосистемой, следует обеспечить по возможности более высокий коэффициент мощности обменного потока.

Процессы производства и потребления электроэнергии в энергосистемах в каждый момент времени происходят одновременно. Отсюда – должно иметь место соответствие между расходной частью баланса мощности, к которой относится мощность нагрузок с учетом потерь в сетях и собственных нужд электростанций, и его приходной частью, к которой относится располагаемая мощность электростанций (с учетом обменных потоков между энергосистемами). Поскольку потребители электроэнергии имеют активно–индуктивную нагрузку, рассматривают балансы активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе.

Подход к регулированию напряжения и балансов мощностей на основе поддержания графиков в контрольных пунктах является важной составляющей

энергетики России. В настоящее время в балансах реактивной мощности российских энергосистем в среднем 60—70% составляет реактивная мощность генераторов электростанций. Столь значительная доля (при этом управляемая) обуславливает доминирующую роль электростанций в регулировании напряжения в ЕЭС России [4, 17].

Соотношение активной и реактивной мощностей, вырабатываемых генератором, определяется его P-Q диаграммой. При существующей конструкции рынка электроэнергии в России доход большинства генерирующих компаний определяется лишь активной мощностью электростанций и, соответственно, отпущенной в сеть электроэнергией. Регулирование реактивной мощности (напряжения) в энергосистемах является побочной технологической обязанностью для электростанций, при этом не приносящей доходов.

Это объясняет тот факт, что, несмотря на требования ПАО «Россети» по обеспечению паспортных диапазонов регулирования реактивной мощности генераторов (включая режимы потребления реактивной мощности), электростанции стремятся сокращать фактический диапазон изменения реактивной мощности, доступный для регулирования.

С точки зрения генерирующих компаний, оптимальным режимом для генератора является режим с максимальной выдачей активной мощности при минимально возможной генерации реактивной мощности по условию устойчивой параллельной работы данного генератора с ЕЭС. В этом режиме дополнительные потери электроэнергии в машине относительно невелики, а её установленная мощность используется наиболее эффективно с точки зрения экономических показателей работы оборудования.

Режимы потребления реактивной мощности для генерирующих компаний также экономически нецелесообразны, поскольку приводят к сокращению ресурса генераторов (вследствие повышенного нагрева обмоток), а также к дополнительным потерям электроэнергии на станциях. Так, например, работа мощного гидрогенератора в режиме синхронного компенсатора будет

сопровождаться потерями активной мощности более 1 МВт.

В данной ситуации выходом может являться введение конкретных нормативных требований по участию электростанций в регулировании напряжения и реактивной мощности в ЕЭС России, в т.ч. по их участию в соответствующих многоуровневых системах автоматического управления.

Уровни напряжений в узлах единой энергосистемы являются важнейшими показателями качества электроэнергии. Общим для этих показателей является то, что они оба связаны с балансами мощностей в энергосистеме.

Значения напряжений в различных точках сети могут различаться очень сильно и одновременно в некоторых узлах соответствовать, а в других не соответствовать требованиям ГОСТ и договоров на технологическое присоединение. В этом смысле напряжение, как параметр качества электроэнергии, должно анализироваться в каждом отдельном узле энергосистемы. Факторы являются основными недостатками существующего подхода к регулированию напряжения в ЕЭС России. Невозможность обеспечить при данном подходе решение всех стоящих задач по регулированию напряжения в сетях подтверждается:

- большим количеством случаев выхода напряжения за установленные пределы в сетях всех классов напряжения;
- неудовлетворительным качеством электроэнергии по показателю «установившееся отклонение напряжения» в сетях;
- наличием существенного потенциала снижения потерь электроэнергии в сетях за счёт оптимизации режимов по напряжению и реактивной мощности (по расчётам ПАО «Россети» и различных проектных и исследовательских организаций).

При этом потоки активной мощности тоже управляются, т.к. увеличивается вырабатываемая реактивная мощность, увеличивается пропускная способность сетей, их устойчивость и соответственно происходит снижение потерь.

Сегодня наблюдается мировой интерес к развивающемуся направлению преобразования электроэнергетики на базе новой технологической основы – активно-адаптивных сетей Smart Grid («Умные сети»), базовым кластером которых являются устройства, относящиеся к технологии управляемых систем электропередачи переменного тока FACTS - Flexible Alternative Current Transmission System (гибкие системы электропередачи переменного тока).

Характеристика активно-адаптивных сетей включает в себя наличие управляемых сетевых элементов, изменяющих параметры сети. Одним из важных параметров сети является уровни напряжения. Кроме изменения уровней напряжений, чаще всего в Smart Grid выделяют следующие направления:

- экономически эффективные технологии малой и средней генерации, включая альтернативные источники;

- новое поколение устройств автоматизации (АСУ ТП, РЗА и пр.);

- информационно-технологические системы для центров управления энергосистем;

- активное электротехническое сетевое оборудование (FACTS), способное в «темпе процесса» менять характеристики передачи или преобразования электрической энергии с целью оптимизации режимов сети сразу по нескольким критериям:

- пропускной способности
- уровню технологических потерь,
- устойчивости,
- перераспределению потоков мощности,
- качеству электрической энергии
- реализующее функции самодиагностики и мониторинга состояния.

К устройствам FACTS первого (FACTS-1) поколения относятся устройства, обеспечивающие регулирование напряжения (реактивной мощности), а также требуемую степень компенсации реактивной мощности в

электрических сетях (батареи статических конденсаторов БСК, в том числе управляемые, статический тиристорный компенсатор СТК, тиристорно-реакторная группа, фазосдвигающий трансформатор, управляемый тиристорами/фазоповоротное устройство ФПУ, и др.)

К устройствам FACTS второго (FACTS-2) поколения относят устройства, обеспечивающие векторное регулирование (когда регулируется не только величина, но и фаза вектора напряжения электрической сети) режимных параметров на основе управляемых приборов силовой электроники – IGBT-транзисторов или IGCT-тиристоров (синхронный статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения СТАТКОМ. Объединенный (параллельно- последовательный) регулятор потоков мощности ОРПМ (на базе двух СТАТКОМов, либо двух АСК, соединенных параллельно-последовательно), вставка постоянного тока на основе СТАТКОМов ВПТН, фазовращающий трансформатор ФВТ, асинхронизированный синхронный электромеханический преобразователь частоты АС ЭМПЧ, асинхронизированный синхронный компенсатор, в том числе с маховиком АСК) [31].

Все устройства FACTS делятся на статические и динамические (электромашинные) системы.

Устройства FACTS классифицируют в зависимости от их типов соединения с сетью: последовательный, параллельный и комбинированный. Управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК и STATCOM) являются параллельными типами. Конденсаторная батарея с тиристорным управлением, интерфазный силовой контроллер (ИСК, IPC) и последовательный регулятор потоков мощности (ПРПМ, SSSC) являются последовательными типами. Фазосдвигающий трансформатор с тиристорным управлением или фазоповоротное устройство (ФПУ, TCPST) и объединенный регулятор потоков мощности ОРПМ или универсальный регулятор потоков мощности УРПМ. Устройства FACTS могут позволить рассмотреть вопрос о строительстве новых высоковольтных линий

электропередачи (ЛЭП) и переносе сроков ввода генерирующих мощностей с целью увеличения пропускной способности электрических сетей. При этом генерирующая компания может получить дополнительную выручку на электростанциях от продажи электроэнергии, а также дополнительную выручку за предоставление транспортных услуг по передаче электроэнергии в дефицитные районы, а сетевая компания – экономии затрат на строительство и эксплуатацию новых ЛЭП [31].

В принимающей дефицитной энергосистеме или узле генерации выгода может быть получена за счет вытеснения замыкающих генерирующих мощностей с большими удельными расходами топлива и (или) использующих дорогое топливо, что приводит к снижению тарифов у потребителей.

Повышение устойчивости синхронной работы генераторов и нагрузки снижает вероятность нарушения нормальной работы ЭЭС и соответственно способствует уменьшению частоты срабатывания противоаварийной автоматики, предотвращающей эти нарушения. Кроме того, появляется возможность снизить дозировки управляющих воздействий ПА, уменьшив тем самым объем отключений нагрузки и генераторов, что в результате позволит снизить потребности в аварийном резерве в ЭЭС; уменьшить ущербы на электростанциях от недовыработки электроэнергии; сэкономить топливо на повторные пуски энергоблоков электростанций, отключенных ПА.

Работа устройств FACTS обеспечивает частичное или полное исключение негативного влияния, вызываемого превышением нормативных значений таких показателей качества электроэнергии, как установившееся отклонение и размах изменения напряжения, не симметрия и степень искажения синусоидальности напряжения, длительность провалов напряжения. Он проявляется как у потребителя, так и в энергосистеме (на электростанциях и в электрических сетях).

Нормализация параметров режимов работы ЭЭС обеспечивает стабилизацию напряжения на сетевом оборудовании и оборудовании подстанций, облегчение режимов работы турбогенераторов по реактивной

мощности, разгрузку от реактивной мощности линий электропередач и сетевых трансформаторов и позволяет снизить:

- темпы износа оборудования (появится возможность исключить случаи сокращения межремонтных интервалов и продлить срок службы оборудования; с экономической точки зрения возможно частичное или полное исключение сверхнормативных затрат на реновацию и планово-профилактические ремонты);

- поток отказов оборудования с соответствующим уменьшением числа технологических нарушений, (снизиться ущерб от упущенной выгоды, уменьшится ущерб от безвозвратных потерь средств производства, уменьшатся затраты на ремонтно-восстановительные работы, снизится ущерб от ухудшения параметров послеаварийного режима);

- активные потери в линиях электропередач и сетевых трансформаторах

(разгрузка линий электропередач и сетевых трансформаторов от реактивной мощности приводит к снижению в них действующего тока и, соответственно, активных потерь, экономический эффект рассчитывается из стоимости сэкономленной электроэнергии.).

Экономический эффект от использования устройств FACTS заключается в сокращении ущерба, от безвозвратных потерь средств производства; экономия затрат на реновацию, планово-предупредительные и восстановительные ремонты всех видов оборудования; уменьшение размеров штрафных платежей по договорным обязательствам у всех участников рынка электроэнергии и снижение ущерба от упущенной коммерческой выгоды.

В наибольшей степени поддаётся расчёту экономия сетевой компании от снижения штрафных платежей потребителю за недоотпуск электроэнергии по вине компании и электростанциям (или генерирующим компаниям) за «запирание» мощности электростанций, за повреждение от технологических нарушений в электрическом хозяйстве, а также от снижения повреждений, связанных с безвозвратными потерями средств производства. В определённых

случаях устройства FACTS являются альтернативой сооружению дополнительных линий электропередач при выполнении заданных требований по надёжности, за счёт улучшения управления сетями.

В балансах реактивной мощности российских энергосистем в среднем 60 – 70% составляет реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, что не выгодно генерирующим компаниям, т.к. доход генерирующих компаний определяется выработкой активной мощности, ресурс генератора сокращается в следствии повышенного нагрева обмоток. Использование активно-адаптивных элементов обеспечивает частичное или полное исключение негативного влияния, вызываемого превышением нормативных значений таких показателей качества электроэнергии, как установившееся отклонение и размах изменения напряжения, не симметрия и степень искажения синусоидальности напряжения, длительность провалов напряжения. Использование устройств FACTS улучшает пропускную способность линий электропередач. Более полное использование пропускной способности линий электропередачи обеспечивает передачу дополнительной электроэнергии из избыточных энергосистем с более низкими тарифами в дефицитные с вытеснением там менее экономичных источников энергии, а также увеличение выдачи активной мощности электростанций за счёт повышения максимально допустимых перетоков мощности. Повышается управляемость режимов работы ЭЭС. Включение в состав электроэнергетической системы устройств FACTS способно повысить управляемость режимов работы ЭЭС, регулировать уровни напряжений, управлять балансами активной и реактивной мощности, что способствует уменьшению потерь в энергосистеме.

В энергосистеме Республики Хакассия КУ установлены для поддержания показателей качества электроэнергии в нормально допустимых пределах. Их можно считать активно-адаптивными элементами и могут быть использованы для создания интеллектуальной сети.

В работе, управление балансами и мощностями будет производится

засчет использования компенсирующих устройств, а конкретно батареи статических конденсаторов (БСК), так как данное компенсирующее устройство является эффективным средством управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения. Кроме того, выбор БСК целесообразен засчет их относительно низкой цены и широким диапазоном напряжения от 0,4 кВ – до 220 кВ и широким предложением на рынке. Что в свою очередь будет влиять на увеличение вырабатываемой в энергосистеме реактивной мощности и соответственно уменьшение потерь электроэнергии.

ГЛАВА 2 Структура распределительных сетей Республики Хакасия

В энергосистему Республики Хакасия входят Саяно-Шушенская ГЭС мощностью 6400 МВт, Майнская ГЭС мощностью 321 МВт и три ТЭЦ суммарной установленной мощностью 431 МВт.

Электроснабжение подстанций 110 и 35 кВ Хакасской энергосистемы в настоящее время осуществляется от четырех подстанций 220 кВ (Туим, Сора, Абакан-районная и Означенная-районная).

Основным поставщиком электроэнергии в Республике Хакасия является ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго». Общая площадь обслуживания - 61 876 квадратных километров. Объем электросетевого хозяйства 69 213 условных единиц. В перечень основного оборудования ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» входит 10129 километров линий электропередачи 0,4 -110 кВ, 84 штук подстанций 35-110 кВ, суммарной мощностью 1502 МВА, 2335 штук подстанций 6-35/0,4 кВ, суммарной мощностью 730,47 МВА.

В зимних режимах работы суммарная нагрузка Хакасской энергосистемы составляет 451 МВт. Без использования источников реактивной мощности уровни напряжения ниже нормально допустимых, некоторые ниже допустимых и составляют соответственно 9,6 кВ и 32 кВ для сетей напряжением 10 кВ и 35 кВ. В летние периоды при снижении нагрузок в Хакасской энергосистеме менее 398 МВт из-за большой протяженности линий 0,4 – 110 кВ (10129 км), при работающих компенсирующих устройствах возникает проблема высоких уровней напряжения, которые превышают 119 кВ и 10,9 кВ. Что бы снизить напряжения до 109 кВ и 10,5 кВ необходимо в режиме минимальных нагрузок подключать компенсирующие устройства. Т.е. актуальной является задача перехода к активно-адаптивным сетям, которые позволяют управлять генерацией реактивной мощности.

Для регулирования напряжения в энергосистеме Хакасия установлены на ПС 500 кВ Означенное четыре установки БСК на 220 кВ мощностью 100,8 МВАр типа КБ-220-129600 УХЛ1, на ПС 500 кВ Алюминевая две установки

БСК на 220 кВ мощностью 100,8 МВАр типа КБ-220-129600 УХЛ1, а так же на ведомственной подстанции ПС 35 кВ Майрыхская установлены четыре блока статических конденсаторов с фильтрами гармоник на 10,5 кВ мощностью 100 кВАр, но данные установки по нормальной схеме отключены. Есть и другие ведомственные подстанции, где установлены БСК, но они так же по нормальной схеме отключены.

Схема нормального режима ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» делится на несколько участков:

- Абаканский участок;
- Черногорский участок;
- Участок транзита «Шира – Копьево»;
- Участок транзита «Шира – Боград»;
- Участок транзита «Боград – Черногорская»;
- Участок транзита «Аскиз – Бея»;
- Участок транзита «Аскиз – Югачи»;
- Саяногорский участок.

2.1.1 Нормальная схема участка 110 кВ «Шира - Копьево»

Питание ПС 110 кВ Шира по нормальной схеме осуществляется от двухцепной ВЛ 110 кВ Туим — Шира (С-335) и ВЛ 110 кВ Туим — Шира (С-336) от ПС 220 кВ Туим. На ПС 110 кВ Шира на ОРУ-110кВ включен 2СВ-110кВ между 2сек-110кВ и 3сек-110кВ, отключен 1СВ-110 между 1сек-110кВ и 3сек-110кВ. В работе находятся два трансформатора 1Т, 2Т 110/35/10кВ 25 МВА каждый. С 3сек-110кВ отходит ВЛ 110 кВ Шира - Копьево (С-334) питающая 1сек-110кВ ПС 110 кВ Копьево. С шин 35 кВ ПС 110 кВ Шира отходят ВЛ 35кВ питающие участки: ВЛ 35 кВ Шира — Целинная (Т-17) «Шира — Копьево» и ВЛ 35 кВ Шира - Курорт оз.Шира (Т-16) Шира — Боград».

Питание ПС 110 кВ Копьево по нормальной схеме осуществляется по ВЛ 110 кВ Ужур — Учум. Цепь с отпайкой на пункт учёта (С-74) от ПС 220 кВ Ужур и ВЛ 110 кВ Ши́ра — Копьево (С-334) от ПС 110 кВ Ши́ра, в этом случае: ВЛ 110 кВ Копьево — пункт учёта (С-327) от ВЛ 110 кВ Ужур-Учум с отпайкой на пункт учёта (С-74) с ПС 220 кВ Ужур включена, ЛР С-327 и Р С-74 на пункте учёта (около ПС 110 кВ Учум) включены, выключатель В С-327 на ПС 110 кВ Копьево включен, выключатель СВ-110кВ на ПС 110 кВ Копьево отключен, от ВЛ 110 кВ Ужур — Учум с отпайкой на пункте учёта (С-74) запитан 2Т 110 кВ ПС 110 кВ Учум, от ВЛ 110 кВ Копьево — пункт учёта (С-327) запитан 2Т и 2сек-110кВ ПС 110 кВ Копьево, от ВЛ 110 кВ Ши́ра— Копьево (С-334) запитаны 1сек-110кВ и 1Т ПС 110 кВ Копьево. Возможно питание ПС 110 кВ Копьево по ВЛ 110 кВ Ши́ра — Копьево (С-334) от ПС 110 кВ Ши́ра, в этом случае: на ПС 110 кВ Копьево включен СВ-110 кВ, 1 и 2сек-110 кВ запитаны по ВЛ 110 кВ Ши́ра - Копьево (С-334), пункте учёта: Р С-74 — включен, ЛР С-327 в пункте учёта включен; - выключатель В С-327 ПС 110 кВ Копьево отключен. На ПС 110 кВ Копьево в работе находятся два трансформатора 1Т, 2Т мощностью 10 МВА каждый. С 1сек-110кВ отходит ВЛ 110 кВ Копьево — Орджоникидзе (С-328/С-76/С-77), питающая ПС 110 кВ Орджоникидзе. С шин 35 кВ ПС 110 кВ Копьево отходит ВЛ 35 кВ Копьево — Устинкино (Т-61), питающая в нормальном режиме ПС 35 кВ Устинкино, а в ремонтных режимах возможно питание транзита ПС 110 кВ Копьево — ПС 35 кВ Устинкино — ПС 35 кВ Черное Озеро — ПС 35 кВ Соленоозерная — ПС 35 кВ Октябрьская — ПС 35 кВ Целинная.

ПС 110 кВ Орджоникидзе получает питание по ВЛ 110 кВ Копьево — Орджоникидзе (С-328/С-76/С-77) от ПС 110 кВ Копьево (С-76/С-77). В работе находятся два трансформатора 10 МВА каждый. В нормальном режиме секции шин 110кВ, 335кВ и 6 кВ работают отдельно. С шин 35кВ отходят ВЛ 35кВ Орджоникидзе — Приисковый (Т-31) питающая в ПС 35 кВ Приисковый, ВЛ 35 кВ Т-51 Золотая звезда. С шин 6кВ по фидерам питаются потребители.

2.1.2 Участок 35 кВ «Шира - «Копьёво»

В нормальном режиме питание ПС 35 кВ Целинная, ПС Солёноозёрная, ПС 35 кВ Чёрное озеро осуществляется от ПС 35 кВ Октябрьская, ПС 35 кВ 110 кВ Шира по транзитным ВЛ 35 кВ Шира — Целинная (Т-17), ВЛ 35 кВ Целинная — Октябрьская, ВЛ 35 кВ Октябрьская — Соленоозерная (Т-2), ВЛ 35 кВ Соленоозерная — Черное озеро (Т-19). ПС 35 кВ Устинкино запитана от ПС 110 кВ Копьёво по ВЛ 35 кВ Копьёво — Устинкино (Т-61). ВЛ 35 кВ Черное озеро — Устинкино (Т-26) является линией связи транзита 35 кВ «Шира — Копьёво» и в нормальном режиме находится под напряжением от ПС 35 кВ Черное озеро.

На ПС 35 кВ Целинная в работе находятся два трансформатора 1Т и 2Т 2,5МВА каждый. С шин 35 кВ включены ВЛ 35 кВ Шира — Целинная (Т-17), ВЛ 35 кВ Целинная — Октябрьская (Т-18). Подстанция получает питание по ВЛ 35 кВ Шира — Целинная (Т-17) от ПС 110 кВ Шира, ВЛ 35 кВ Целинная — Октябрьская (Т-18) питает ПС 35 кВ Октябрьская. СВ-35кВ нормально включен.

На ПС 35 кВ Октябрьская в работе находятся два трансформатора 1Т и 2Т 4,0МВА каждый. С шин 35кВ включены ВЛ 35 кВ Целинная — Октябрьская (Т-18), ВЛ 35 кВ Октябрьская — Соленоозерная (Т-2). СВ-35 нормально включен. СВ 1-2сек/10кВ нормально отключен. ВЛ 35 кВ Октябрьская — Соленоозерная (Т-2) питает ПС 35кВ Соленоозерная.

На ПС 35 кВ Солёноозёрная в работе находятся два трансформатора 1Т и 2Т 2,5МВА каждый. С шин 35кВ включены ВЛ 35 кВ Октябрьская — Соленоозерная (Т-2), ВЛ 35 кВ Соленоозерная — Черное озеро (Т-19). Секционный разъединитель нормально включен. СВ 1-2сек/10кВ нормально отключен, ВЛ 35 кВ Соленоозерная — Черное озеро (Т-19) питает ПС Черное озеро.

На ПС 35 кВ Чёрное озеро в работе находятся два трансформатора 1Т - 1,6 МВА, 2Т — 1, 8МВА. С шин 35 кВ включены ВЛ 35 кВ Соленоозерная —

Черное озеро (Т-19), ВЛ 35 кВ Черное озеро — Устинкино (Т-26). ВЛ Т-26 питает ПС 35 кВ Устинкино. В нормальном режиме линия ВЛ 35 кВ Черное озеро — Устинкино (Т-26) находится под напряжением, на ПС 35 кВ Устинкино В Т-26 отключен. Подстанция запитана по ВЛ 35 кВ Солёноозерная — Черное озеро (Т-19) от ПС 35 кВ Солёноозерная, СВ-35кВ нормально включен.

На ПС 35 кВ Устинкино в работе находятся два трансформатора 1Т - 4,0 МВА, 2Т — 6,33 МВА. Выключатель В Т-26 отключен, выключатель В Т-61 включен. Подстанция запитана по ВЛ 35 кВ Копьево — Устинкино (Т-61) от ПС Копьёво.

2.1.3 Нормальная схема участка 110 кВ «Боград— Шира»

Питание ПС 110 кВ Боград осуществляется от ПС 220 кВ Сора двухцепной ВЛ 110 кВ Сора — Боград I цепь (С-311) и ВЛ 110 кВ Сора - Боград II цепь (С-312). На ОРУ-110 кВ отключен СВ-110 кВ. В работе находятся два трансформатора 1Т и 2Т по 25 МВА каждый. С 1сек-110кВ отходит ВЛ 110 кВ Боград — Знаменка (С-329), питающая ПС 110 Знаменка, ПС 110 кВ Сарагаш и ПС 110 кВ Первомайская. С шин 35 кВ отходят ВЛ 35 кВ: ВЛ 35 кВ Боград — Большая Ерба (Т-9) (транзит «Шира — Боград»), ВЛ 35 кВ Боград — Троицкая (Т-35)/ВЛ 35 кВ Боград — Троицкая (Т-36), ВЛ 35 кВ Боград — Бородино (Т-11) (транзит «Боград — Черногорская») со стороны ПС 110 кВ Боград на холостом ходу. С шин 10кВ, но фидерам питаются потребители. СВ-35кВ кВ и СВ 1-2сек/10 кВ в нормальном режиме отключены.

ПС 110 кВ Знаменка запитана по ВЛ 110 кВ Боград — Знаменка (С-329) от ПС 110 кВ Боград. На ОРУ-110кВ ПС 110 кВ Знаменка включен СВ-110кВ. В работе находятся два трансформатора 1Т и 2Т 15МВА каждый. С 2сек-110кВ отходит ВЛ 110 кВ Знаменка — Первомайская — Сарагаш (С-330) питающая ПС 110 кВ Первомайская и ПС 110 кВ Сарагаш. С шин 10 кВ по фидерам питаются потребители. СВ 1-2сек/10кВ в нормальном режиме отключен.

ПС 110 кВ Первомайская запитана от ВЛ 110 кВ Знаменка — Первомайская — Сарагаш (С-330). В работе находится один трансформатор 1Т мощностью 6,3МВА. С шин 10 кВ по фидерам питаются потребители.

ПС 110 кВ Сарагаш запитана от ВЛ 110 кВ Знаменка — Первомайская — Сарагаш (С-330). В работе находятся два трансформатора 1Т и 2Т 6,3МВА каждый. С шин 35кВ отходят ВЛ 35 кВ Сарагаш — Джирим (Т-43)/ ВЛ 35 кВ Сарагаш — Джирим (Т-44) питающие ПС 35 кВ Джирим и ПС 35 кВ Чулымская, с шин 10кВ по фидерам питаются потребители.

В нормальном режиме питание ПС 35 кВ Б.Ерба, ПС 35 кВ Юлия, ПС 35 кВ Борец и 1Т ПС 35 кВ Курорт Оз.Шира осуществляется от ПС 110 кВ Боград. 2Т ПС 35 кВ Курорт Оз.Шира запитан от ПС 110 кВ Шира по ВЛ 35 кВ Шира - Курорт оз.Шира (Т-16). Разрыв транзита «Боград — Шира» осуществлен на СВ-35кВ ПС 35 кВ Курорт Оз.Шира.

На ПС 35 кВ Б.Ерба в работе находятся два трансформатора: 1Т-1,0 МВА, 2Т-3,15 МВА. Подстанция запитана по ВЛ 35 кВ Боград — Большая Ерба (Т-9) от ПС 110 кВ Боград, СВ-35кВ нормально включен. От 2сек-35кВ отходят ВЛ 35 кВ Большая Ерба — Юлия (Т-12) питание ПС 35 кВ Юлия и ВЛ 35 кВ Большая Ерба — Борец (Т-8) (питание ПС 35 кВ Борец и ПС 35 кВ Курорт Оз.Шира). СВ-10кВ нормально отключен.

ПС 35 кВ Юлия является тупиковой подстанцией, в работе находится один трансформатор мощностью 3,15МВА. Подстанция запитана от ВЛ 35 кВ Большая Ерба — Юлия (Т-12) от ПС 35 кВ Б.Ерба.

ПС 35 кВ Борец в работе находятся два трансформатора мощностью 4,0МВА каждый. Подстанция запитана по ВЛ 35 кВ Большая Ерба — Борец (Т-8) от ПС 35 кВ Б.Ерба, СВ-35кВ нормально включен. С шин 35 кВ в нормальном режиме включена ВЛ 35 кВ Борец — Курорт оз.Шира (Т-15) питающая 1Т ПС 35 кВ Курорт Оз.Шира. СВ 1-2сек/10кВ нормально отключен.

На ПС 35 кВ Курорт Оз.Шира в работе находятся два трансформатора мощностью 1Т-4,0 МВА и 2Т-3,15 МВА. Питание подстанции осуществляется от двух линий: ВЛ 35 кВ Шира — Курорт оз.Шира (Т-16) (питает 2сек-35кВ и

2Т) и ВЛ 35 кВ Курорт оз.Шира — Борец (Т-15) (питает 1сек-35кВ и 1Т). На СВ-35кВ осуществлен разрыв транзита «Боград — Шира».

На ПС 35 кВ Троицкая является тупиковой подстанцией, в работе находятся два трансформатора мощностью 1,6МВА каждый. Питание подстанции осуществляется от двух линий: ВЛ 35 кВ Боград — Троицкая (Т-35)/ ВЛ 35 кВ Боград — Троицкая (Т-36).

2.1.4. Нормальная схема участка «Боград — Черногорская»

В нормальном режиме питание ПС 35 кВ Московская, ПС 35 кВ Биджа, ПС 35 кВ Сов.Хакасия, ПС 35 кВ Бородино и ПС 35 кВ РП-6 (принадлежит ООО МРЭС) осуществляется от ПС 110 кВ Черногорская. Деление транзита «Черногорская — Боград» осуществлено на ПС 35 кВ Бородино, ВЛ 35 кВ Боград — Бородино (Т-11) находится под напряжением со стороны ПС 110 кВ Боград.

На ПС 35 кВ Бородино в работе находятся трансформатор мощностью 4,0МВА. Питание ПС 35 кВ Бородино осуществляется от ПС 35 кВ Биджа по ВЛ 35 кВ Биджа — Бородино (Т-47). СР-35кВ нормально включен. От 1сек-35кВ отходит ВЛ 35 кВ Бородино — Сов. Хакасия (Т-1). Включены выключатели В Т-47 и В Т-1, выключатель В Т-11 отключен. При питании ПС 110 кВ Бородино по ВЛ 35 кВ Боград — Бородино (Т-11) от ПС 110 кВ Боград секционный разъединитель СР-35кВ нормально включен.

ПС 35 кВ Сов. Хакасия является тупиковой подстанцией, в работе находится один трансформатор мощностью 2,5МВА. Подстанция получает питание по ВЛ 35 кВ Бородино — Сов. Хакасия (Т-1) от ПС 35 кВ Бородино.

ПС 35 кВ Биджа запитана от ВЛ 35 кВ Московская — Биджа (Т-66) от ПС 35 кВ Московская, СВ-35кВ нормально включен. На ПС 35 кВ Биджа в работе находятся два трансформатора мощностью 1,6 МВА каждый. С шин 35КВ в нормальном режиме включена ВЛ 35 кВ Биджа — Бородино (Т-47) питающая ПС 35 кВ Бородино. СВ-10кВ нормально отключен.

ПС 35 кВ Московская в работе находятся два трансформатора мощностью 4,0 МВА каждый. Питание подстанции осуществляется от ВЛ 35 кВ Черногорская — Московская (Т-7). СВ-35кВ нормально включен. От 2сек-35кВ отходит ВЛ 35 кВ Московская — Биджа (Т-66). СВ-10кВ нормально отключен.

РП-6 (принадлежит ООО «СКС») запитана от ВЛ 35 кВ Ф.35-02 от ПС 110 кВ Черногорская. От ПС 35 кВ РП-6 отходит ВЛ 35 кВ Черногорская — Московская (Т-7).

2.1.5 Нормальная схема участка 35 кВ «Райково — Сора»

В нормальном режиме питание ПС 35 кВ Доможаково, ПС 35 кВ Капчалы, ПС 35 кВ Степная, осуществляется от ПС 110 кВ Райково по ВЛ 35 кВ Райково — Доможаково (Т-5), ВЛ 35 кВ Доможаково — Капчалы (Т-6), ВЛ 35 кВ УЛИХ и ПС 35 кВ Майская запитаны от ПС 220 Капчалы — ПС 220 кВ Сора по (Т-72Кпч), а ПС 35 кВ УЛПХ от ВЛ 35 кВ Сора — УЛПХ (Т-13) и ВЛ 35 кВ УЛПХ - Степная с отпайкой на ПС Майская (Т-13Ст.) через повышающий трансформатор 10/35кВ 3Т. Деление транзита «Райково - Сора» осуществлено на ПС 35 кВ Степная выключателем В Т-13Ст. (по нормальной схеме отключен).

ПС 35 кВ Доможаково в работе находятся один трансформатор мощностью 3,15МВА с сек-35кВ. Подстанция запитана по ВЛ 35 кВ Райково — Доможаково (Т-5) от ПС 110 кВ Райково, от сек-35кВ отходит ВЛ 35 кВ Доможаково — Капчалы (Т-6) на ПС 35 кВ Капчалы.

ПС 35 кВ Капчалы запитана по ВЛ 35 кВ Доможаково — Капчалы (Т-6) от ПС 35 кВ Доможаково, схема РУ-35кВ: — одна сек-35кВ. На ПС 35 кВ Капчалы в работе находятся два трансформатора мощностью 1,6МВА каждый. С сек-35кВ в нормальном режиме включена ВЛ 35 кВ Капчалы — Степная (Т-72Кпч), питающая ПС 35 кВ Степная. СВ-10кВ нормально отключен.

ПС 35 кВ Степная в работе находятся два трансформатора мощностью

4,0МВА каждый. Питание подстанции осуществляется по ВЛ 35 кВ Капчалы — Степная (Т-72Кпч) от ПС 35 кВ Капчалы. Выключатель В Т-13Ст. отключен (разрыв транзита «Райково — Сора»). 1 и 2сек-35кВ запитаны от ВЛ 35 кВ Капчалы — Степная (Т-72Кпч). СВ-10кВ нормально отключен.

ПС 35 кВ УЛПХ запитана по ВЛ 35 кВ Сора — УЛПХ (Т-13) от ПС 220 кВ Сора. На ПС 35 кВ УЛПХ в работе находятся два трансформатора мощностью 1,6МВА каждый. С шин 35кВ в нормальном режиме включена ВЛ 35 кВ УЛПХ - Степная с отпайкой на ПС Майская (Т-13Ст.).

ПС 35 кВ Майская (потребительская, Золотая звезда) запитана от ВЛ 35 кВ УЛПХ - Степная с отпайкой на ПС Майская (Т-13Ст.) от ПС 35 кВ УЛПХ является отпаечной подстанцией.

Питание ПС 35 кВ Аршаново и ПС 35 кВ Кирба в нормальном режиме осуществляется от ПС 110 кВ Райково по ВЛ 35 кВ Райсково — Аршаново с отпайкой на ПС Майрыхская (Т-58) и ВЛ 35 кВ Аршаново — Кирба (Т-57).

ПС 35 кВ Аршаново запитана по ВЛ 35 кВ Райково — Аршаново с отпайкой на ПС Майрыхская (Т-58) от ПС 110 кВ Райково. На ПС 35 кВ Аршаново в работе находятся два трансформатора мощностью 1,6 МВА каждый. С шин 35кВ в нормальном режиме включена ВЛ 35 кВ Аршаново — Кирба (Т-57) питающая ПС 35 кВ Кирба. СВ-35кВ нормально включен, СВ-10кВ нормально отключен.

ПС 35 кВ Кирба запитана по ВЛ 35 кВ Аршаново — Кирба (Т-57), в работе находятся два трансформатора мощностью 6,3МВА каждый. СВ-35кВ и СВ-10кВ нормально отключены.

ПС 35 кВ Майрыхская (потребительская, Угольная компания Разрез Майрыхский) запитана от ВЛ 35 кВ Райково — Аршаново с отпайкой на ПС Майрыхская (Т-58) от ПС 110 кВ Райково. Является отпаечной подстанцией.

2.1.6 Нормальная схема Абаканского участка

В нормальном режиме питание подстанций 110 кВ Абаканского узла

осуществляется по: КВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ — Калининская 1 цепь (С-337), КВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ — Калининская 2 цепь (С-338), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Калининская 1 цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Калининская П цепь с отпайкой на ПС Западная (С-88), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 1 цепь (С-99), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 2 цепь (С-100).

ПС 110 кВ Западная запитана от двухцепной ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Калининская 1 цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87)/ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Калининская П цепь с отпайкой на ПС Западная (С-88) от ПС 220 кВ Абакан-районная. В работе находятся два трансформатора с расщепленной обмоткой 1Т 40 МВА и 2Т 32МВА. На подстанции четыре секции шин 10кВ, с которых по фидерам 10 кВ питаются потребители. СВ 1-3сек/10кВ, СВ 2-4сек/10кВ в нормальном режиме отключены.

ПС 110 кВ Калининская запитана КВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ - Калининская 1 цепь (С-337), КВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ — Калининская П цепь (С-338), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Калининская 1 цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Калининская 2 цепь с отпайкой на ПС Западная (С-88). В работе находятся два трансформатора с расщепленной обмоткой мощностью 40 МВА каждый. Обмотки низкого напряжения трансформаторов включены параллельно. В нормальном режиме обе СШ-110кВ работают параллельно. С СШ-110кВ отходят ВЛ 110 кВ Калининская — Северная (С-301), ВЛ 110 кВ Калининская — Северная (С-302) питающие подстанцию ПС 110 кВ Северная и ВЛ 110 кВ Калининская — Полярная (С-309), ВЛ 110 кВ Калининская — Полярная (С-310) питающие подстанцию ПС 110 кВ Полярная (принадлежащую МУП «АЭС»). СВ 1-2сек/10кВ.

ПС 110 кВ Северная запитана по ВЛ 110 кВ Калининская — Северная (С-301) и ВЛ 110 кВ Калининская — Северная (С-302) от ПС 110 кВ Калининская. На подстанции в работе находятся два трансформатора мощностью 15 МВА каждый. СВ 1-2сек/10кВ в нормальном режиме отключен. ПС 110 кВ Ташеба-

Сельская запитана по ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 1 цепь (С-99), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 2 цепь (С-100) от ПС 220 кВ Абакан-районная. В работе находятся два трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый. С шин 10 кВ по фидерам питаются потребители. СВ 1-2сек/10кВ в нормальном режиме отключен. Разрешается параллельная работа трансформаторов 1Т и 2Т на время перевода нагрузки с одного трансформатора на другой, при этом положения РПН 1Т, 2Т должны быть одинаковы. ПС 110 кВ Ташеба-тяговая (принадлежащая ОАО «РЖД») запитана отпайкой по ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 1 цепь (С-99), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 2 цепь (С-100) от ПС 220 кВ Абакан-районная. В работе постоянно находится один из двух трёхобмоточных трансформаторов 1Т — 40 МВА, 2Т — 40 МВА включен на холостой ход. От шин 35кВ подстанции по ВЛ 35 кВ Ташеба-тяговая — Солнечная (Т-39) получает питание ПС 35 кВ Солнечная, на которой установлены два трансформатора 4,0МВА. Секции шин 35кВ работают совместно, а СВ-10кВ нормально отключен.

ПС 110 кВ Южная запитана по ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 1 цепь (С-99), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 2 цепь (С-100) от ПС 220 кВ Абакан-районная. В работе находятся два трансформатора мощностью 25 МВА каждый. СВ 1-2сек/10кВ, СВ 3-4сек/10кВ в нормальном режиме отключены.

ПС 110 кВ Юго-Западная запитана по ВЛ 110 кВ Абакан-районная — отпайками 1 цепь (С-99), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 2 цепь (С-100) от ПС 220 кВ Абакан-районная. На подстанции в работе два трансформатора 16МВА каждый. С шин 10кВ по фидерам питаются потребители.

ПС 110 кВ Подсинее запитана по ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 1 цепь (С-99), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 2 цепь (С-100) от ПС 220 кВ Абакан-районная. В работе находятся два трансформатора мощностью 6,3МВА каждый. С шин 10кВ по фидерам

питаются потребители.

ПС 110 кВ Элеваторная запитана по ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 1 цепь (С-99), ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 2 цепь (С-100) от ПС 220 кВ Абакан-районная. На подстанции в работе находятся два трансформатора мощностью 10МВА каждый. С шин 10кВ по фидерам питаются потребители.

ПС 110 кВ Белоярская (принадлежит АО «Черногорский РМЗ») 1сек-110кВ и 1Т запитаны по ВЛ 110 кВ Абакан-районная — Южная с отпайками 1 цепь (С-99). 2сек-110кВ и 2Т запитаны по ВЛ 110 кВ Райково — Лукьяновская (С-319).

2.1.7 Нормальная схема Черногорского участка

В нормальном режиме питание подстанций 110 кВ Черногорского узла осуществляется от двух источников питания: ПС 220 кВ Абакан - Районная и РУ Абаканской ТЭЦ по ВЛ 110 кВ С-90 «Абакан - Районная — Гидролизная», С-89 «Абакан - Районная — Рассвет», С-314 «Абаканская ТЭЦ - Рассвет» и С-313 «Абаканская ТЭЦ — Сибирь». Две ВЛ 110 кВ С-303/С-304 образуют связь между ПС 220 кВ Абакан - Районная и РУ Абаканской ТЭЦ.

ПС 110 кВ Рассвет получает питание по ВЛ 110 кВ С-89 и С-314. В работе находятся два трёхобмоточных трансформатора мощностью 40 МВА каждый. Обмотки среднего и низкого напряжения трансформаторов включены через токоограничивающие реакторы. В нормальном режиме обе системы шин 110кВ работают параллельно. С шин 110 кВ отходят две ВЛ 110 кВ: С-339, питающая подстанцию 110 кВ Гидролизная и С-316, питающая подстанции 110 кВ Искож (принадлежащую ЗАО «Черногорский Искож»), Черногорская ЦЭС (принадлежащую ООО «Черногорское энергоуправление»), Черногорскую городскую и Сибирь. СВ-6 кВ и СВ-10 кВ в нормальном режиме отключены, параллельная работа трансформаторов не предусмотрена.

Питание ПС 110 кВ КСК осуществляется отпайками от ВЛ 110 кВ: С-90

«Абакан-Районная — Гидролизная» и С-339 «Рассвет — Гидролизная». В работе находятся два трехобмоточных трансформатора 110/35/10кВ мощностью 31,5МВА каждый. С шин 35 кВ отходят две ВЛ 35 кВ Т-3, Т-4, СВ-10кВ в нормальном режиме отключены, параллельная работа трансформаторов не предусмотрена. ПС 110 кВ Гидролизная получает питание по ВЛ 110 кВ С-90 и С-339. В работе находятся два трансформатора с расщепленными обмотками мощностью 25МВА каждый. С шин 110кВ отходят две ВЛ 110 кВ С-331/С-332 питающие ПС 110 кВ Насосная. СВ-6кВ в нормальном режиме отключены, параллельная работа трансформаторов не предусмотрена.

В нормальном режиме питание ПС 110 кВ Насосная получает по тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ С-331/С-332 «Гидролизная — Насосная». На подстанции в работе находятся два трансформатора мощностью 10МВА каждый. СВ-10кВ в нормальном режиме отключен.

ПС 110 кВ Искож (ведомственная) питается по ВЛ 110 кВ С-341, которая является отпайкой и получает питание по ВЛ 110 кВ С-313. В работе находятся один трансформатор с расщепленными обмотками мощностью 32МВА. С шин 110 кВ отходит одна ВЛ 110 кВ С-341 «Искож — Черногорская ЦЭС».

ПС 110 кВ Черногорская ЦЭС (ООО «Энергосервис») получает питание по ВЛ 110 кВ С-341 «Искож — Черногорская ЦЭС», через переключку от ВЛ 110 кВ С-313 и от отпайки ВЛ 110 кВ С-316 С-342. В работе находятся четыре трансформатора. В нормальном режиме 1 и 2, а также 3 и 4 системы шин 110 кВ попарно работают параллельно. С шин 35кВ от фидеров 35-01 и 35-02 отходят ВЛ 35 кВ питающие: Т-84/Т-85 - подстанцию 35 кВ Кирзавод-новая и от фидера 35-02 ВЛ 35 кВ Т-7 - транзит до ПС 110 кВ Боград.

Тупиковая ПС 35 кВ Кирзавод-новая в нормальном режиме получает питание по ВЛ 35 кВ Т-84/Т-85. На подстанции в работе находится трансформатор 1Т мощностью 10МВА, а 2Т-10МВА находится в резерве.

Питание ПС 110 кВ Черногорская - городская осуществляется отпайкой от двух ВЛ 110 кВ С-316 и С-313. В работе находятся два трансформатора расщепленными обмотками мощностью 25МВА каждый. С шин 10кВ по

фидерам питаются потребители. СВ 1-2сек/10кВ и СВ 3-4сек/10кВ в нормальном режиме отключены.

В нормальном режиме питание тупиковая подстанция ПС 110 кВ Сибирь получает по ВЛ 110 кВ С-316 и С-313. На подстанции в работе находятся два трёхобмоточных трансформатора мощностью 25МВА каждый. СВ-10кВ, СВ-6кВ в нормальном режиме отключены, параллельная работа трансформаторов не предусмотрена. Нагрузки по стороне 6 кВ нет.

2.1.8 Нормальная схема участка Саяногорск-Черемушки.

В нормальном режиме питание подстанций узла Саяногорск - Черемушки осуществляется от ПС 220 кВ Означенное-Районная о ВЛ 110 кВ С-321, С-322, С-343, С-344, С-361 и ВЛ 35 кВ Т-72, Т-73.

ВЛ 110 кВ С-321, С-322 связывают ПС 220 кВ Означенное-Районная ПС 110 кВ ГПП-2, которая является центром питания Черемушкинского энергорайона, а также питают ПС 110 кВ ГПП-4 и Гладенькая (принадлежит ОАО «Гладенькая»).

ПС 110 кВ ГПП-4 запитана отпайками от ВЛ 110 кВ С-321/322. В нормальном режиме секции шин 110кВ и 10кВ работают отдельно. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 16МВА каждый.

ВЛ 110 кВ С-343/344 питают ПС 110 кВ Стройбаза и ПС 110 кВ ГИП-3. ПС 110 кВ Стройбаза запитана отпайками от ВЛ 110 кВ С-343/344. В нормальном режиме секции шин 110кВ и 10кВ работают отдельно. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 16МВА каждый.

ПС 110 кВ ГПП-3 тупиковая. В нормальном режиме секции шин 110 кВ и 10кВ работают отдельно. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 25МВА.

ВЛ 110 кВ С-361 — линия связи с филиалов ПАО «Россети Сибирь» - «Красноярскэнерго», осуществляется питание по отпайке ПС 110 кВ Карак. В нормальном режиме выключатель В С-361 отключен на ПС 220 кВ Означенное-

Районная.

С шин 35 кВ ПС 220 кВ Означенное-Районная отходят ЛЭП 35 кВ Т-72, Т-73. В нормальном режиме В Т-72, В Т-73 включены.

С шин 35 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 отходят ВЛ 35 кВ Т-74, Т-75, в нормальном режиме В Т-74 включен, В Т-75 отключен.

ПС 35 кВ Изербель запитана от ВЛ 35 кВ Т-75 через РП-7 и ВЛ 35 кВ Т-72, В РП-7 установлен СР-Т-75/Т-72, позволяющий переводить питание подстанций либо от ПС 110 кВ ГИП-2 либо от ПС 220 кВ Означенное-Районная.

ПС 35 кВ №9 - запитана от ВЛ 35 кВ Т-74-1Т, от ВЛ 35 кВ Т-72- 2Т, с двумя секциями шин 35 кВ, СВ-35кВ, СВ 1-2сек/6кВ в нормальном режиме отключены, в работе два трансформатора по 10 МВА каждый.

ПС 35 кВ №8 35/0,4кВ — запитана от ВЛ 35 кВ Т-74 - 1Т, от ВЛ 35 кВ Т-72 - 2Т с двумя секциями шин 35кВ, СР 2сек/35кВ, СР 1-2сек/0,4кВ в нормальном режиме отключены, в работе 2 трансформатора по 1,6 МВА каждый.

ПС 35 кВ Электрокотельная №3 — запитана от ВЛ 35 кВ Т-73 — 1Т, от ВЛ 35 кВ Т-72 — 2Т. СР 2сек/35кВ, СВ-6кВ в нормальном режиме отключены. В работе 2 трансформатора по 10 МВА каждый.

ПС 35 кВ №3 - запитана от ВЛ 35 кВ Т-73 — 1Т, ВЛ 35 кВ Т-74 - 2Т. СВ-35кВ, СВ 1-2сек/6кВ в нормальном режиме отключены, установлены трансформатора мощностью по 4 МВА каждый.

Так же от ВЛ 35 кВ Т-72, Т-74 запитаны ведомственные ПС 35 кВ Мраморный карьер, ПС 35 кВ Бабик, ПС 35 кВ СН МГЭС. На ПС 35 кВ СН МГЭС в нормальном режиме включен В Т-72, В Т-74 отключен отпайками от ВЛ 35 кВ Т-73 через предохранитель запитаны потребительские ПС 35 кВ Красный хутор и ПС 35 кВ Никитино. На каждой ПС установлены по одному трансформатору мощностью 1 МВА, отпайкой от ВЛ 35 кВ Т-74 через предохранитель запитана потребительская ПС Пойлово с одним трансформатором мощностью 0,1 МВА.

С шин ПС 110 кВ ГПП-2 отходят линии 35 кВ:

ВЛ 35 кВ Т-76, Т-77 питает ПС 35 кВ №5. В нормальном режиме 1Т питается от ВЛ 35 кВ Т-76, 2Т питается от ВЛ 35 кВ Т-77, СР 2сек/35кВ, СВ 1-2сек/6кВ отключен. В работе 2 трансформатора мощностью по 6,3МВА каждый. ВЛ 35 кВ Т-78, Т-79 питает ПС 35 кВ Электростанция №4, ПС 35 кВ №11А.

На ПС 35 кВ Электростанция №4 в нормальном режиме 1Т питается от ВЛ 35 кВ Т-78, 2Т питается от ВЛ 35 кВ Т-79, СР 2сек/35кВ, СВ 1-2сек/6кВ отключен. В работе 2 трансформатора мощностью по 10 МВА каждый. На ПС 35 кВ №11А 1Т питается от ВЛ 35 кВ Т-78, 2Т питается от ВЛ 35 кВ Т-79, в нормальном режиме включен 1Т, СВ 1-2сек/6кВ, отключен 2Т, СР 2сек/35кВ. ТТ, 2Т мощностью 10 МВА каждый.

ВЛ 35 кВ Т-80, ВЛ 35 кВ Т-81 питает ПС 35 кВ №12, ПС 35 кВ СН СШГЭС.

ПС 35 кВ №12 1Т питается от ВЛ 35 кВ Т-81, 2Т питается от ВЛ 35 кВ Т-80, в нормальном режиме включен 2Т, СВ 1-2сек/6кВ, отключен 1Т, СР 2сек/35кВ. 1Т, 2Т мощностью 10 МВА каждый.

ПС 35 кВ Электростанция №2 питается от ВЛ 35 кВ Т-82, ВЛ 35 кВ Т-83. В нормальном режиме 1Т питается от ВЛ 35 кВ Т-82, 2Т питается от ВЛ 35 кВ Т-83, СВ 1-2сек/6кВ отключен. В работе 2 трансформатора мощностью по 10 МВА каждый. (СВ-35кВ, СР-35 кВ отсутствует).

2.1.9 Нормальная схема участка 35 кВ Степная — Бея

В нормальном режиме питание ПС 35 кВ Аскиз-3 2Т, ПС 35 кВ Бельтыры ТТ, 2Т, ПС 35 кВ Бондарево 2Т, осуществляется по ВЛ 35 кВ Степная — Бельтыры с отпайкой на ПС Аскиз-3 от ПС 220 кВ Степная.

ПС 35 кВ Бондарево ТТ, ПС 35 кВ Табат получает питание по ВЛ 35 кВ Бея —Бондарево (Т-29) от ПС 220 кВ Бея. Связь транзита ПС 220 кВ Степная — ПС 220 кВ Бея через СВ-35кВ ПС 35 кВ Бондарево. В нормальном режиме

СВ-35кВ - отключен.

На ПС 35 кВ Аскиз-3 в работе находятся два трансформатора 35/10кВ 10МВА каждый. С шин 35кВ включены ВЛ 35 кВ Т-70, Т-71. 1Т получает питание по ВЛ 35 кВ Т-71, Т-65 от ПС 220 кВ Степная, 2Т получает питание по ВЛ 35 кВ Т-70, Т-27 от ПС 220 кВ Степная. СР 2сек/35 кВ нормально отключен, СР 1сек/35 кВ нормально включен. СВ 1-2сек/10кВ нормально отключен.

На ПС 35 кВ Бельтыры в работе находятся два трансформатора 35/10кВ 4,0 МВА каждый. С шин 35кВ включены ВЛ 35 кВ Т-27, Т-28. Подстанция получает питание по ВЛ 35 кВ Т-27 от ПС 220 кВ Аскиз, СВ-35кВ нормально включен, СВ 1-2сек/6кВ нормально отключен.

На ПС 35 кВ Бондарево в работе находятся два трансформатора 35/10кВ 1Т 7,5 МВА, 2Т 6,5МВА. С шин 35 кВ включены ВЛ 35 кВ Т-28, Т-29. 2Т получает питание по ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Степная, 1Т получает питание по ВЛ 35 кВ Т-29 от ПС 220 кВ Бея. СВ-35кВ нормально отключен, СВ 1-2сек/10кВ нормально отключен.

На ПС 35 кВ Табат находится один трансформатор 35/10кВ 1Т - 3,2МВА. С шин 35кВ включены ВЛ 35 кВ Т-29. Подстанция получает питание по ВЛ 35 кВ Т-29 от ПС 220 кВ Бея.

2.1.10 Нормальная схема участка 35 кВ Степная — Югачи

В нормальном режиме питание подстанций ПС 35 кВ Аскиз-3 1Т, ПС 35 кВ Полтаково 1Т, 2Т, ПС 35 кВ Таштып 1Т, 2Т, ПС 35 кВ В.Таштыш 2Т получает питание от ПС 220 кВ Степная по ВЛ 35 кВ Степная — Полтаково с отпайкой на ПС Аскиз-3.

ПС 35 кВ Усть-Чуль 1Т, ПС 35 кВ Кызлас 1Т получает питание от ПС 220 кВ Югачи по ВЛ 35 кВ Югачи — Кызлас (Т-24). ВЛ 35 кВ Таштып — Усть-Чуль (Т-22) является линией связи транзита Степная — Югачи. В нормальном режиме В Т-22 на ПС 35 кВ Таштып отключен.

На ПС 35 кВ Полтаково в работе находятся два трансформатора 35/10кВ

1Т 6,3 МВА, 2Т 4,0 МВА. С шин 35кВ включены ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Степная — Полтаково с отпайкой на ПС Аскиз-3 и ВЛ 35 кВ Полтаково — Таштып (Т-37). ПС 35 кВ Полтаково получает питание по ВЛ 35 кВ Степная — Полтаково с отпайкой на ПС Аскиз-3 от ПС 220 кВ Степная. СВ-35кВ нормально включен, СВ 1-2сек/10кВ нормально отключен.

На ПС 35кВ Таштып в работе находятся два трансформатора 35/10кВ 6, 33МВА каждый. С шин 35кВ включены ВЛ 35 кВ Полтаково — Таштып (Т-37) и ВЛ 35 кВ Таштып - В. Таштып с отпайкой на ПС В. Курлыгаш (Т-69), получает питание по ВЛ 35 кВ Полтаково — Таштып (Т-37) от ПС 35 кВ Полтаково, СВ-35 нормально включен. СВ-10кВ нормально отключен. На ПС 35 кВ В.Таштып в работе находится 2Т 35/10кВ, 1Т работает в режиме холостого хода. 1Т, 2Т-1,0 МВА. Подстанция получает питание по ВЛ 35 кВ Таштып - В. Таштып с отпайкой на ПС В. Курлыгаш (Т-69). СВ 1-2сек/10кВ отсутствует.

ГЛАВА 3 Разработка компьютерной модели Хакасской энергосистемы

Для расчета установившегося режима и выбора мест установки компенсирующих устройств была разработана компьютерная модель энергосистемы Республики Хакасия, которая включает в себя компьютерные модели линий электропередач, трансформаторов, компенсирующих устройств, нагрузочных, генерирующих узлов и базисных узлов с помощью программного комплекса «RastrWin3».

Модель реализована в программном комплексе «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. «RastrWin3» используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, ПАО «Россети», проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.). Расчетные модули программного комплекса «RastrWin3» позволяют выполнить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ).
- расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
 - расчет установившихся режимов с учетом частоты;
 - проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
 - эквивалентирование электрических сетей;
 - оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и

положений вольтодобавочных трансформаторов;

- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН

- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;

- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

- моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;

- моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;

- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;

- расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние перетоки) по различным территориальным и ведомственным подразделениям;

- сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Для производства расчетов с помощью ПК «RastrWin3» были поставлены и выполнены следующие задачи:

- определены параметры схемы замещения элементов сети необходимые для выполнения расчётов установившихся режимов;

- составлена схема замещения для расчётов установившихся режимов

работы энергосистемы Республики Хакасия в ПК «Rastrwin3»;

- рассчитаны установившиеся режимы работы энергосистемы;
- произведены расчеты реальных потерь по номинальным напряжениям, а также районных потерь в сетях 110 кВ, 35 кВ в зимний и летний режим.

Адекватность и правильность компьютерной модели энергосистемы Республики Хакасии подтверждается корректным использованием существующих методик определения параметров энергосистемы, основанных на реальных данных ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго». Модель позволяет оценить режимы работы сети, получить реальные значения напряжений в узлах, потоки мощностей и потери.

3.1 Моделирование пассивных элементов сети

ВЛ 110 - 35 кВ в расчётах представляются П - образной схемой замещения, продольными параметрами которой являются активное и индуктивное сопротивление, а поперечными – емкостная проводимость линии. Исходные параметры линий и параметры схемы замещения приведены Приложении 1.

Двухобмоточный трансформатор представлен в виде Г-образной схемы замещения. Продольная часть схемы замещения содержит R_T и X_T - активное и реактивное сопротивления трансформатора. Эти сопротивления равны сумме соответственно активных и реактивных сопротивлений первичной и приведенной к ней вторичной обмоток. В такой схеме замещения отсутствует трансформация, т.е. отсутствует идеальный трансформатор, но сопротивление вторичной обмотки приводится к первичной. При этом приведении сопротивление вторичной обмотки умножается на квадрат коэффициента трансформации. Если сети, связанные трансформатором, рассматриваются совместно, причем параметры сетей не приводятся к одному базисному напряжению, то в схеме замещения трансформатора учитывается идеальный

трансформатор.

Трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы в расчётах установившихся режимов представляют схемой замещения в виде трёхлучевой звезды. Параметрами схемы замещения трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитываются со следующими формулами [3, с.78].

Перечень трансформаторов, установленных на подстанциях ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» и их параметры приведены в приложении 2.

3.2 Моделирование нагрузочных и генерирующих узлов

Генерирующие узлы делятся на балансирующие и опорные. Балансирующий узел – это узел, в котором поддерживается баланс генерации и потребления. Для работы в таком режиме в узле зафиксирован вектор напряжения, т. е. $U = \text{const}$, $\varphi = \text{const}$. Балансирующий узел назначаем базовым, т. е. $\varphi = 0$, отсчеты углов всех векторов напряжения осуществляется относительно его. В опорном узле модуль вектора напряжения и генерация активной мощности постоянны, т. е. $U = \text{const}$ и $P = \text{const}$.

Нагрузки задаются неизменными активной и реактивной мощностями P_H , $Q_H = \text{const}$. Такой способ задания нагрузки является достаточным для систем электроснабжения и сетей, обеспеченных устройствами регулирования напряжения.

Автотрансформаторы, установленные на подстанциях «Абакан-районная», «Сора», «Туим», «Означенная-районная» работают в автотрансформаторном режиме. При работе в автотрансформаторном режиме мощность передаётся из сети ВН в сеть СН или наоборот. Третичная обмотка НН при этом не нагружена.

Параметры нагрузочных узлов для режима минимальной нагрузки приведены в приложении 4. Параметры нагрузочных узлов для режима максимальной нагрузки приведены в приложении 5.

При обычном расчете режима в электрической сети должен существовать хотя бы один узел, принимающий на себя возникающие небалансы мощности. Такой узел называется балансирующим. В то же время должен существовать хотя бы один узел с заданным углом и модулем напряжения. Такой узел называется базисным. Обычно считается, что базисный и балансирующий узлы совпадают. Для расчета установившегося, аварийного режима, а также расчета потерь были созданы 27 базисных узлов, параметры данных узлов приведены в таблице 3.2. Наименование столбцов в таблице:

- 1) Номер узла;
- 2) Название узла;
- 3) Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ;
- 4) Активная мощность генерации, $P_{г}$, МВт;
- 5) Реактивная мощность генерации, $Q_{г}$, МВАр;
- 6) Заданный модуль напряжения $U_{зад}$, кВ;
- 7) Расчетный модуль напряжения $U_{расч}$, кВ;
- 8) Расчетный угол напряжения, D , градус;

Таблица 3.2 – Параметры базисных узлов

Узел	Название	$U_{ном}$, кВ	$P_{г}$, МВт	$Q_{г}$, МВАР	$U_{зад}$, кВ	$U_{расч}$, кВ	D , градус
1	1ш. 110кВ ПС Абакан-Районная	110	-18,3803	109,387	119,6	119,6	-0,36
161	1ш. 110кВ ПС Сора	110	19,56576	13,32824	119,9	119,9	-2,29
162	2ш 110кВ ПС Сора	110	18,06617	2,962481	119,9	119,9	-3,66
163	1ш. 110кВ ПС Туим	110	24,55078	6,760119	118,2	118,2	-2,28
164	2ш 110кВ ПС Туим	110	9,467072	-8,9419	120,9	120,9	-1,93
196	С-327 опора №94	110	3,493103	0,57119	113	113	-2,71
310	1ш. 35кВ ЗТ ПС Сора	35	1,252203	0,112878	0	37	0
584	1ш. 35кВ ПС Ташеба-Тяговая	35	0,647514	0,048449	37,7	0	0
585	1ш. 220кВ ПС Абакан-Районная	220	2,6	1,5	0	0	0
589	2ш. 220кВ ПС	220	0,6	0,7	0	0	0

Узел	Название	$U_{ном}$, кВ	P_g , МВт	Q_g , МВАР	$U_{зад}$, кВ	$U_{расч}$, кВ	D , градус
	Абакан-Районная						
593	1ш. 220кВ ПС Сора	220	25,4	17,1	0	0	0
596	2ш. 220кВ ПС Сора	220	32,6	19,5	0	0	0
599	1ш. 220кВ ПС Туим	220	20,6	7,6	0	0	0
603	2ш. 220кВ ПС Туим	220	17,7	-0,3	0	0	0
374	1ш. 110кВ Означ-р	110	17,00972	3,487549	120	120	-2,19
375	2ш. 110кВ Означ-р	110	22,54452	3,535834	120	120	-0,01
376	С-361 отп на Каптырево	110	3,358291	0,583067	115,8	115,8	0
485	1ш. 35кВ Означ-р	35	1,744651	0,698716	36,6	36,6	0
486	2ш. 35кВ Означ-р	35	1,959817	0,647592	36,6	36,6	0,01
499	1ш. 35кВ ПС Чарыш	35	2,004116	0,812471	39,4	39,4	0
513	1ш. 35кВ Камышта	35	2,959552	0,877066	38,1	38,1	0,16
521	1ш. 220кВ Бея	220	2,906763	0,708649	240	240	0
522	2ш. 220кВ Бея	220	4,977156	2,356618	240	240	0
546	1ш. 35кВ Степная	35	11,64785	3,973415	39,3	39,3	-4,77
880	2ш. 35кВ Степная	35	5,909316	1,578976	39,3	39,3	-4,77
571	1ш. 35кВ Югачи	35	2,423181	0,668119	37,7	37,66	0,23
574	1ш. 35кВ Абаза	35	11,10424	4,973997	38,2	38,2	0,01

3.3 Компьютерная модель компенсирующих устройств

Среди большого выбора устройств, способных регулировать потери мощности, потери активной и реактивной мощности, косинуса ϕ , а так же уровней напряжений, выбор остановился на блоках статических конденсаторах. Компенсирующие устройства (КУ) в зависимости от их типа и режима работы могут генерировать или потреблять реактивную мощность $Q_{ку}$, компенсируя её дефицит или избыток в электрической сети, уменьшать или увеличивать индуктивное сопротивление. Что соответственно позволяет уменьшать потери активной и реактивной мощности и регулировать уровни напряжений. Одним

из таких компенсирующих устройств являются блоки статических конденсаторов (БСК), так как данное компенсирующее устройство является эффективным средством управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения. Кроме того, выбор БСК целесообразен за счет их относительно низкой цены и широким диапазоном напряжения от 0,4 кВ – до 220 кВ и широким предложением на рынке. Что в свою очередь будет влиять на увеличение вырабатываемой в энергосистеме реактивной мощности и соответственно уменьшение потерь электроэнергии.

3.4 Расчет установившегося режима в ПК «RastrWin3»

Перед началом производства расчета установившегося режима необходимо произвести контроль исходной информации. Контроль исходной информации обязателен, т.к. на данном этапе проверяется допустимость и правильность введенных данных. Он выполняется программой «RastrWin3» автоматически перед расчетом режима (программа проверяет, какого рода коррекция сделана и, в зависимости от изменений, запускает или не запускает контроль). Контролю подвергаются следующие характеристики:

- наличие изолированных узлов, т.е. узлов, с которыми не соединено ни одной ветви;
- наличие фрагментов сети, несвязанных с балансирующим узлом;
- наличие ветвей, у которых отсутствует информация об узлах (или хотя бы об одном узле), ограничивающих эти ветви;
- соответствие коэффициента трансформации номинальным напряжениям узлов, ограничивающих трансформаторную ветвь.

При выявлении подобных ошибочных ситуаций узел или ветвь, введенные с ошибкой, отключаются программой и выводятся в отдельном окне.

Расчет установившегося режима был выполнен после исправления всех ошибок, обнаруженных программой контроля. В процессе расчета в протокол был выдана таблица сходимости, в которой отображаются величины,

характеризующие итерационный процесс метода Ньютона. В протоколе указываются следующие параметры:

- Ит – номер итерации;
- Мах.неб. – значение и номер узла для максимального небаланса мощности (P или Q);
- $>V$ – максимальная величина и номер узла для превышения напряжения по отношению к номинальному – $(V/V_{ном})_{max}$;
- $<V$ – то же самое для снижения напряжения по отношению к номинальному;
- Угол – значение и номер линии для максимального разворота угла (в градусах).

Результат расчета установившегося режима:

Ит	Мах.неб.	Узлы	$>V$	Узел	$<V$	Узел	Угол	Линия		
0	2.5	3.8	575	623	1.21	539	0.92	344	3.5	6-8
1	6.9	4.0	77	76	1.21	539	0.92	344	3.5	6-8

3.5 Расчет фактических потерь по номинальным напряжениям в максимальном и минимальном режиме в сети 110 кВ и 35 кВ

В программном комплексе «RastWin3» были смоделированы максимальный режим и минимальный режим. Были определены и просчитаны потоки распределения, уровни напряжения в узлах, фактические потери активной и реактивной мощности в максимальном и минимальном режиме. Потери в сети 110 кВ и 35 кВ минимального режима приведены в таблице 3.5. Данные в таблицах:

- $U_{ном}$ – номинальное напряжение;
- P – суммарные потери (нагрузочные и постоянные);
- P(ЛЭП) – нагрузочные потери в ЛЭП;
- P(Тр-р) – нагрузочные потери в трансформаторах;

- $P_{xx}(Tr)$ – потери холостого хода в трансформаторах;

Потери шунтов в узлах и потери на корону в ЛЭП равны 0 и дальнейших результатах не отображаются.

Таблица 3.5 – Потери в сети 110 кВ и 35 кВ минимального режима.

Уном, кВ	P, МВт	P(ЛЭП), МВт	P(Тр-р), МВт	$P_{xx}(Tr)$, МВт	Q, МВАр	Q(ЛЭП), МВАр	Q(Тр-р), МВАр	Q(Ген-ЛЭП), МВАр	Q _{xx} (Tr), МВАр
110	2,9	0,9	0,35	1,6	-27,5	2,5	8,1	-50,8	12,7
35	1,3	1	0,05	0,2	3,2	1,2	1,1	-4,2	5,1

По результатам, приведенным в таблице 3.5, можно увидеть, что потери в сети 110 кВ и в сети 35 кВ отличаются почти в 2 раза. Большую часть потерь составляют потери в ЛЭП и потери холостого хода в трансформаторах. Соответственно, в сетях 35 кВ большую часть потерь составляют потери в ЛЭП, что обусловлено большой протяженностью и значительным превышением нормативного срока службы линий 35 кВ.

Потери в сети 110 кВ и 35 кВ максимального режима представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Потери в сети 110 кВ и 35 кВ максимального режима.

Уном, кВ	P, МВт	P(ЛЭП), МВт	P(Тр-р), МВт	$P_{xx}(Tr)$, МВт	Q, МВАр	Q(ЛЭП), МВАр	Q(Тр-р), МВАр	Q(Ген-ЛЭП), МВАр	Q _{xx} (Tr), МВАр
110	5,4	2,8	0,9	1,7	-11,3	8,2	18,2	-51,2	13,4
35	2,4	2	0,1	0,2	4,4	2,3	1,2	-4	4,9

В максимальном режиме происходит увеличение потерь в сети 110 кВ на 53,7% и в сети 35 кВ на 54,2%. Так же в период максимальных нагрузок можно увидеть увеличение потерь в ЛЭП на 32,5% и 50,74% соответственно. Суммарные годовые потери в сети 110 кВ и 35 кВ составляют 8,32 МВт и 3,73 МВт соответственно. Суммарные потери в максимальном режим превышают

суммарные потери в минимальном режиме на 2,5 МВт, что составляет 53%.

3.6 Расчет фактических потерь активной и реактивной мощности в максимальном и минимальном режиме в сети 110 кВ и 35 кВ

Расчет районных потерь активной и реактивной мощности в распределительной сети Республики Хакасии производился с помощью ПК «RastrWin3» [32]. Состав участков 110 кВ и 35 кВ которые входят в состав Южных электрических сетей и Саянских электрических сетей описаны в главе

2. Потери шунтов в узлах и потери на корону в ЛЭП равны 0.

Данные в таблице:

- Район – наименование района электрических сетей;
- DP – суммарные полные потери в районе, МВт;
- P(Нагр) – суммарные нагрузочные потери, МВт;
- P(ЛЭП) – нагрузочные потери в ЛЭП, МВт;
- P(Тр) – нагрузочные потери в трансформаторах, МВт;
- P(пост) – суммарные постоянные потери, МВт;
- P_{хх(тр-р)} – потери холостого хода в трансформаторах, МВт;

Потери активной мощности в минимальный режим указаны в таблице 3.6

Таблица 3.6 - Потери активной мощности в минимальный режим

Район	DP, МВт	P(Нагр), МВт	P(ЛЭП), МВт	P(Тр), МВт	P(пост), МВт	P _{хх(тр-р)}
Южные электрические сети	2,08	0,73	0,47	0,26	1,35	1,35
110	-	0,54	0,3	0,24	1,11	1,11
35	-	0,19	0,17	0,02	0,24	0,24
Саянские электрические сети	0,81	0,81	0,73	0,07	-	-
110	-	0,12	0,08	0,04	-	-
35	-	0,69	0,65	0,04	-	-

Район	DP, МВт	P(Нагр), МВт	P(ЛЭП), МВт	P(Тр), МВт	P(пост), МВт	P _{хх(тр-р)}
Ведомственные подстанции	1,36	0,82	0,74	0,08	0,55	0,55
110	-	0,61	0,54	0,07	0,54	0,54
35	-	0,21	0,21	-	0,01	0,01

Потери реактивной мощности в минимальный режим указаны в таблице

3.7. Данные в таблице:

- Район – наименование района электрических сетей;
- DQ – суммарные полные потери в районе, МВАр;
- Q(Нагр) – суммарные нагрузочные потери, МВАр;
- Q(ЛЭП) – нагрузочные потери в ЛЭП, МВАр;
- Q(Тр) – нагрузочные потери в трансформаторах, МВАр;
- Q(пост) – суммарные постоянные потери, МВАр;
- Q_{ген(ЛЭП)} – генерация реактивной мощности в ЛЭП, МВАр;
- Q(XX) - потери реактивной мощности XX в трансформаторах, МВАр.

Таблица 3.7 – Потери реактивной мощности в минимальный режим.

Район	DQ, МВАр	Q(Нагр), МВАр	Q(ЛЭП), МВАр	Q(Тр), МВАр	Q(пост), МВАр	Q _{ген(ЛЭП)} , МВАр	Q(XX), МВАр
Южные электрические сети	-15,09	6,01	1	5,01	-21,1	-29,18	8,07
110	-	5,61	0,73	4,88	-21,1	-27,27	6,17
35	-	0,29	0,17	0,13	-0,01	-1,91	1,9
Саянские электрические сети	-1,4	1,92	0,91	1,01	-4,09	-9,75	5,66
110	-	0,86	0,15	0,71	-5,25	-7,98	2,74
35	-	1,06	0,76	0,29	1,15	-1,77	2,92
Ведомственные подстанции	-6,92	5,07	1,87	3,2	-12	-16,13	4,13
110	-	4,13	1,62	2,5	-11,77	-15,57	3,8
35	-	0,95	0,25	0,7	-0,23	-0,56	0,33

Потери активной мощности в максимальный режим указаны в таблице 3.8

Таблица 3.8 – Потери активной мощности в максимальный режим.

Район	DP, МВт	P(Нагр), МВт	P(ЛЭП), МВт	P(Тр), МВт	P(пост), МВт	P _{хх(тр-р)}
Южные электрические сети	3,15	1,79	1,18	0,6	1,36	1,36
110	-	1,37	0,8	0,57	1,13	1,13
35	-	0,41	0,38	0,04	0,23	0,23
Саянские электрические сети	1,96	1,96	1,74	0,22	-	-
110	-	0,37	0,25	0,12	-	-
35	-	1,59	1,49	0,1	-	-
Ведомственные подстанции	2,73	2,16	1,95	0,21	0,58	0,58
110	-	1,99	1,78	0,21	0,57	0,57
35	-	0,17	0,16	0,01	0,01	0,01

Потери реактивной мощности в максимальный режим указаны в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Потери реактивной мощности в максимальный режим.

Район	DQ, МВАр	Q(Нагр), МВАр	Q(ЛЭП), МВАр	Q(Тр), МВАр	Q(пост), МВАр	Q _{ген(ЛЭП)} , МВАр	Q(XX), МВАр
Южные электрические сети	-7,15	13,92	2,6	11,33	-21,07	-29,12	8,05
110	-	12,89	1,83	11,06	-21	-27,27	6,27
35	-	0,63	0,36	0,27	-0,07	-1,85	1,78
Саянские электрические сети	1,89	5,39	2,2	3,19	-2,82	-10,06	5,46
110	-	2,74	0,46	2,28	-5,55	-8,28	2,73
35	-	2,65	1,74	0,91	0,95	-1,78	2,73
Ведомственные подстанции	-0,12	11,16	6,18	4,97	-11,29	-16,13	4,84
110	-	10,89	5,96	4,92	-11,29	-15,73	4,43
35	-	0,28	0,22	0,06	-	-0,41	0,41

По расчетам параметров режимов распределительной сети 110 кВ и 35 кВ Республики Хакасия видно, что наибольшие потери активной мощности

приходятся на максимальный режим и составляют 7,84 МВт, что на 54,21% больше, чем в режим минимальных нагрузок. Кроме того, по результатам видно, что в осенне-зимний период происходит увеличение потерь в ЛЭП на 40%, на нагрузочные потери 11,81%, на потери в трансформаторах на 39%.

ГЛАВА 4 Применение устройств компенсации реактивной мощности для управления потоками активной и реактивной мощности

4.1 Выбор числа и мест установки компенсирующих устройств

Для улучшения режима работы энергосистемы, снижения потерь и поддержания допустимых уровней напряжения было выполнено регулирование режимов распределительной сети, путем установки устройств компенсации реактивной мощности. Целью регулирования нормальных режимов являлось определение мест установки и мощностей КУ, что в итоге приведёт к наибольшему снижению потерь мощности в сети при минимальных затратах.

Рассматривая энергосистему как структуру от производства электроэнергии до ее потребления, задачу распределения потоков реактивной мощности нужно решать в следующих аспектах:

- оптимальное распределение реактивной мощности между источниками электроэнергии;
- наивыгоднейшее распределение реактивной мощности в самой электрической сети;
- регулирование уровней напряжения в сети.

В качестве технических ограничений используются требования нормативной документации, соответствующие приказы и распоряжения РАО «ЕЭС России» и Министерства промышленности и энергетики РФ.

Указанные аспекты реализуются в трех задачах компенсации реактивной мощности: экономической, балансовой и регулирования напряжения.

Экономическая задача компенсации реактивной мощности решается путем минимизации эквивалентных среднегодовых затрат. Условие целесообразности установки компенсирующих устройств в узле определяется по соотношению затрат на установку и эксплуатацию компенсирующего устройства (КУ) и прибыли, получаемой от компенсации реактивной

мощности. При решении экономической задачи КРМ используются следующие принципы:

- исключение из рассмотрения тех узлов сети, в которых установка КУ невозможна, или нежелательна, или не нужна;
- определение узлов со специфическими электроприемниками;
- определение граничного значения уменьшения потерь мощности в сети, при котором установка КУ еще экономически выгодна;
- определение экономически целесообразного значения мощности каждого КУ по максимальному эффекту.

На основе морфологического анализа электрические сети разных конфигураций сводятся к разомкнутым сетям методом декомпозиции. Выделение разомкнутых участков производится на основании расчета установившегося режима. Из сложнзамкнутых сетей разомкнутые сети выделяются после расчёта установившегося режима по точкам потоко раздела реактивной мощности.

После декомпозиции электрической сети в качестве целевой функции были выбраны уровни напряжений в узлах сети. Установка в этих узлах устройств компенсации реактивной мощности предназначена для поддержания требуемых уровней напряжений. Следует отметить, что компенсация реактивной мощности комплексно воздействует на сеть: снижаются потери активной мощности, увеличивается пропускная способность элементов сети, повышается надёжность функционирования сети, нормализуются уровни напряжения, а в ряде случаев появляется возможность избежать затрат на строительство новых линий, установку дополнительных трансформаторов. Степень воздействия на сеть будет зависеть от места установки компенсирующих устройств (КУ) и их мощности. В качестве устройств компенсации реактивной мощности, нами предложено БСК так как данное компенсирующее устройство является эффективным средством управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения. Кроме того выбор БСК был обусловлен большим разнообразием

этих устройств и их относительная дешевизна.

При расчете установившегося режима данной схемы в ПК «RastrWin3» было выполнено 3 итерации, что было достаточным для заданной точности. По результатам расчета были получены 4 узла, в которых расчетные уровни напряжений меньше допустимых значений. В данных узлах предложено установить БСК. Для определения мощности БСК, необходимой для установки в данные узлы, необходимо рассчитать реактивную мощность [32].

Согласно расчетам установившегося режима наибольшее отклонение от номинального напряжения имеет узел № 344 (1сш. 35кВ Кирба), расчетный модуль напряжения равен 32,07 кВ, что является не допустимым значением.

Для того что бы рассчитать необходимый уровень генерируемой реактивной мощности для данного узла, необходимо заменить тип рассматриваемого узла с PQ на PV путем указания заданного модуля напряжения (35 кВ) и достаточно широких пределов по генерации реактивной мощности (от -10000 до 10000). При расчете режима программный комплекс самостоятельно определит необходимое значение реактивной мощности, которую требуется генерировать в текущем узле, чтобы поддерживать заданный уровень напряжения в рассматриваемом узле [19]. Полученную реактивную мощность приведем к номинальному напряжению БСК для класса напряжения 10 кВ, 35 кВ, по формуле 4.1 [19]:

$$Q_{К.У.U=U_{ном}}^{min} = Q_{К.У.}^{min} \cdot \frac{U_{ном}^2}{U_{2,доп}^2}, \quad (4.1)$$

Для узла № 344 (1сш. 35кВ Кирба) по расчетным данным ПК «RastrWin3» необходимо генерировать реактивную мощность равную 4,1 МВАр, для поддержания оптимальных уровней напряжений на 1сш. 35кВ Кирба. Повторный расчет установившегося режима показывает очередное место установки КУ, так как указанный узел имеет не допустимое отклонение напряжения с уже установленным КУ в узле №344. Узлы, расчетная мощность

генерации реактивной мощности, уровни напряжения в узле, рассчитанная мощность БСК приведенная к номинальному напряжению согласно формуле 4.1, а так же места установки БСК, указаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Места установки компенсирующих устройств

Номер узла	Название	Расчетный модуль напряжения, V кВ	Мощность генерации, Q _г МВАр	Мощность БСК, МВАр
105	1ш. 10кВ ПС Насосная	10,5	5,4	5,67
342	1ш. 10кВ Аршаново	10,5	0,4	0,42
344	1ш. 35кВ Кирба	34,5	2,5	8,75
805	сек-35кВ ПС Майрыхская	34,5	0,8	2,8

4.2 Выбор способов и средств управления устройствами компенсации реактивной мощности

На ведомственной подстанции ПС 35 кВ Майрыхская установлены четыре конденсаторные установки с фильтрами гармоник на 10,5 кВ мощностью 100 кВАр, но по нормальной схеме данные установки отключены. Результаты расчетов компьютерной модели, приведенные в таблице 4.1 показали, что для выравнивания уровней напряжения и уменьшение фактических потерь активной мощности в энергосистеме Республики Хакасия, необходимо включение по нормальной схеме на ПС 35 кВ Майрыхская установленные конденсаторные установки. Выбор БСК в узлы 105, 342, 344 будет обусловлен тем, чтобы покрывалась мощность (столбец 5, таблица 4.1) для минимального режима и с возможностью регулирования мощности БСК $\pm 30\%$, для обеспечения регулирования реактивной мощности для максимального режима. Мощность БСК:

- БСК - 6 МВАр напряжением 10,5 кВ для узла 105;
- БСК – 1,35 МВАр напряжением 10,5 кВ для узла 342;

- БСК – 10,5 МВАр напряжением 35 кВ для узла 344;
- БСК - 8 МВАр напряжением 35 кВ для узла 805;

Дальнейшая установка БСК для летнего режима не имеет экономического смысла, потому что количество реактивной мощности в сети значительно увеличивает потери активной мощности и срок окупаемости компенсирующих устройств. По результатам установки БСК в узлы которые были указаны в таблице 4.1, мощностью 6 МВАр напряжением 10,5 кВ для узла 105, БСК – 1,35 МВАр напряжением 10,5 кВ для узла 342, БСК – 10,5 МВАр напряжением 35 кВ для узла 344, БСК - 8 МВАр напряжением 35 кВ для узла 805, получилось снизить потери для минимального режима на 0,11 МВт или 2.59% от общих потерь. Для максимального режима данные установленные БСК уменьшают потери на 0,03 МВт (0,38%), что не имеет экономического смысла. Поэтому требуется для осенне-зимнего периода отключать БСК установленные в узле № 105 (1ш.10кВ ПС Насосная), № 342 (1ш.10кВ Аршаново) и установить дополнительные КУ:

- 561 узел (сш.35кВ В.Таштып) мощностью 5 МВАр на 35 кВ
- 861 узел (сек 0,4 кВ В. Курлыгаш) мощностью 1 МВАр на 0,4 кВ.

Кроме того, необходимо увеличение мощности уже установленных БСК:

- 805 узел (сек-35кВ ПС Майрыхская) на 5 МВАр
- 344 узел (1ш.35кВ Кирба) на 1,5 МВАр.

Расчет фактических потерь в сети 110 кВ и 35 кВ после установки КУ представлен в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Потери активной мощности в максимальный режим после применения КУ

Район	DP, МВт	P(Нагр), МВт	P(ЛЭП), МВт	P(Тр), МВт	P(пост), МВт	Pxx(тр-р)
Южные электрические сети	3,13	1,77	1,17	0,6	1,36	1,36
110	-	1,36	0,8	0,56	1,13	1,13
35	-	0,41	0,38	0,04	0,23	0,23

Район	ΔP , МВт	$P(\text{Нагр})$, МВт	$P(\text{ЛЭП})$, МВт	$P(\text{Тр})$, МВт	$P(\text{пост})$, МВт	$P_{\text{хх}}(\text{тр-р})$
Саянские электрические сети	1,81	1,81	1,59	0,22	-	-
110	-	0,37	0,25	0,12	-	-
35	-	1,44	1,34	0,1	-	-
Ведомственные подстанции	2,73	2,15	1,94	0,21	0,58	0,58
110	-	1,99	1,78	0,21	0,57	0,57
35	-	0,17	0,16	0,01	0,01	0,01

После установки БСК, общие потери в сети 110 кВ и 35 кВ составляют 7,67 МВт, что меньше изначальных потерь на 3,17%. Суммарное количество активных потерь снизилось на 0,17 МВт (2,17%).

4.3 Технико-экономическая оценка применения активно-адаптивных элементов

Величину дополнительных потерь активной мощности от протекаемой реактивной мощности определяем как разницу между суммарными потерями активной мощности до установки КУ и суммарными потерями после установки КУ:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{без компенсации}} - \Delta P_{\text{с компенсацией}}, \quad (4.3.1)$$

где $\Delta P_{\text{без компенсации}}$ – общие потери активной мощности в энергосистеме без использования КУ;

$\Delta P_{\text{с компенсацией}}$ – общие потери активной мощности в энергосистеме с использованием КУ.

$$\Delta P = 7,84 - 7,67 = 0,17 \text{ МВт.}$$

Затраты на передачу дополнительной реактивной мощности по сети в течение года составляют:

$$Z = Z_0 + C_0 \Delta P T, \quad (4.3.2)$$

где Z_0 – постоянная составляющая затрат, обусловленная необходимостью увеличивать пропускную способность сети из-за передачи реактивной мощности;

C_0 – стоимость технологического расхода при передаче 1 кВт·ч электроэнергии по сети: для сетевых компаний, по данным ПАО «Россети» - Хакасского предприятия магистральных электрических сетей составляет 2108 руб./МВт·час [21]

T - год, выраженный в часах, т.е. $T=8760$ ч.

$$Z_0 = E_n \cdot K_0, \quad (4.3.3)$$

где E_n – норматив дисконтирования, согласно приложения 1 [2], равен 0,12;

K_0 – удельные затраты на генерацию 1 квар, руб/кВАр и будут приняты в расчетах 1834 руб/кВАр:

$$Z = 0,12 \cdot 1834 + 2.108 \cdot 170 \cdot 8760 = 3139453.7 \text{ руб в год}$$

Стоимость компенсирующих устройств была принята по данным ООО «ЭНЕРГОЗАПАД» для следующих типов конденсаторных установок:

- Конденсаторная установка УКЛФ56 10,5 на 3 МВАр (2 штуки) – 765 200 рублей;
- Конденсаторная установка УКРП56 10,5 на 1.35 МВАр – 247 700 рублей;
- Конденсаторная установка УКРП57 35 на 2.7 МВАр (4 штуки) – 1 410 400 рублей;
- Конденсаторная установка УКРП57 35 на 2.7 МВАр (3 штуки) –

1 057 800 рублей;

- Конденсаторная установка УКРП57 35 на 2.7 МВАр (2 штуки) – 705 200 рублей;

Экономически выгоднее и целесообразней брать конденсаторные установки большей мощности, при меньшем количестве штук.

Стоимость конденсаторной установки АУКРМ-Е-0,4-500-25УЗ IP21 (2 штуки) по данным группы ВП «Альянс» составляет – 420 848 рублей.

Срок окупаемости компенсирующих устройств:

$$T_{\text{ок}} = \frac{C_{\text{ку}}}{3_0 + C_0(\Delta P - \Delta P_{\text{уд}} Q_{\text{ку}})T}, \quad (4.3.4)$$

где $C_{\text{ку}}$ – суммарная стоимость компенсирующих устройств, руб.;

$\Delta P_{\text{уд}}$ – удельные потери активной мощности в КУ на генерацию 1 кВАр реактивной мощности, кВт/кВАр;

$Q_{\text{ку}}$ – суммарная мощность компенсирующих устройств, кВАр.

$$\begin{aligned} T_{\text{ок}} &= \frac{765200 + 247700 + 1410400 + 1057800 + 705200 + 420848}{220,08 + 2.108(170 - 0,002 \cdot 32650) \cdot 8760} \\ &= \frac{4607148}{1933618.66} = 2.38 \text{ год} \end{aligned}$$

Таким образом, срок окупаемости КУ составит 29 месяцев. Через 29 месяцев, распределительные сети будут получать каждый год дополнительно 3139453.7 рублей [2].

Выводы

1. Реализован выбор мест установки КУ и их мощности, при котором в качестве целевой функции использовались эквивалентные среднегодовые затраты, как частный случай дисконтированных затрат, в качестве технических

ограничений – требования нормативной документации, соответствующие приказы и распоряжения РАО «ЕЭС России» и Министерства промышленности и энергетики РФ и в результате достигнуто повышение энергетической и экономической эффективности системы.

2. Анализ нормальных режимов работы энергосистемы Республики Хакасия показал:

- в максимальном режиме в энергосистеме существует значительный дефицит реактивной мощности, вследствие чего напряжения в узлах, без использования КУ, имеют недопустимо низкие значения, уровень напряжения у самого отдалённого, от источника питания, потребителя на 10,6% ниже номинально. КУ, установленные в энергосистеме, не дают желаемого эффекта компенсации реактивной мощности. Уровни напряжений у самых, отдалённых потребителей имеют значения ниже нормально допустимого. Выбор оптимальных мест установки и мощностей КУ позволил снизить потери активной мощности на 2,17%, поднять уровни напряжений до нормально допустимых. У самого удалённого потребителя от источника питания уровень напряжения вырос на 3%.

- в минимальном режиме, в сети существует избыток реактивной мощности из-за большой протяжённости линий 0,4 – 110 кВ (10129 км). Уровни напряжений выходят за границы максимально допустимых значений, что недопустимо по условию надёжности изоляции при длительной работе сети в таком режиме. Установленные в энергосистеме КУ обеспечивают, необходимый уровень компенсации реактивной мощности напряжения в узлах энергосистемы нормализуются и находятся в границах нормально допустимых значений.

3. Проведенное моделирование режимов работы энергосистемы Республики Хакасия показало, что применение в ней активно адаптивных элементов способно гибко менять характеристики энергосистемы тем самым, оптимизировать режимы сети сразу по нескольким критериям: пропускной способности, уровню технологических потерь, устойчивости,

перераспределению потоков мощности, качеству электроэнергии

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализован выбор мест установки КУ и их мощности, при котором в качестве целевой функции использовались эквивалентные среднегодовые затраты как частный случай дисконтированных затрат, а в качестве технических ограничений – уровни напряжений в распределительной сети энергосистемы Республики Хакасия.

Анализ нормальных режимов работы энергосистемы Республики Хакасия позволил сделать следующие выводы:

- в максимальном режиме в энергосистеме существует значительный дефицит реактивной мощности, вследствие чего напряжения в узлах без использования КУ имеют недопустимо низкие значения, а уровень напряжения у самого удалённого от источника питания потребителя на 10,6% ниже номинально; выбор мест установки и мощностей КУ позволил снизить потери активной мощности на 2,17%, поднять уровни напряжений до нормально допустимых, при этом у самого удалённого от источника питания потребителя уровень напряжения вырос на 3%;

- в минимальном режиме, в сети существует избыток реактивной мощности из-за большой протяжённости линий 0,4 – 110 кВ (10129 км); уровни напряжений выходят за границы максимально допустимых значений, что недопустимо по условию надёжности изоляции при длительной работе сети в таком режиме; установленные в энергосистеме КУ обеспечивают необходимый уровень компенсации реактивной мощности напряжения в узлах энергосистемы, при этом напряжения в узлах нормализуются и находятся в пределах нормально допустимых значений.

Проведенное моделирование режимов работы энергосистемы Республики Хакасия показало, что применение в ней активно-адаптивных элементов способно гибко менять характеристики энергосистемы и тем самым, улучшать режимы сети сразу по нескольким критериям: пропускной способности, уровню технологических потерь, устойчивости, перераспределению потоков мощности

и качеству напряжения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БСК – блоки статических конденсаторов

ПК – программный комплекс

КУ – компенсирующее устройство

ЭЭ – электрическая сеть

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Кобец, Б. Б., Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid: науч. изд./ Кобец Б. Б., Волкова И. О. — Москва: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
- 2 Свободная общедоступная мультязычная универсальная интернет-энциклопедия. URL: <http://ru.wikipedia.org>.
- 3 Герасименко, А.А., Электроэнергетические системы и сети. Расчёты параметров и режимов работы электрических сетей: Учеб. пособие: В 2 ч. Ч. 1/ А.А. Герасименко, Т.М. Чупак. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 222 с.
- 4 Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
- 5 Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://eepr.ru/>
- 6 Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/>
- 7 Аль Зухаири Али Мохаммед Кадхим. Специальные вопросы повышения энергетической эффективности распределительных сетей Ирака: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Аль Зухаири Али Мохаммед Кадхим. – Белгород, 2015.– 163с.
- 8 Савина, Н.В. Управление уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: АмГУ, 2014. – 114 с.
- 9 СТО 4.2–07–2012 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Взамен СТО 4.2-07-2010; дата введ. 27.02.2012. – Красноярск: БИКСФУ, 2012. – 57 с.
- 10 Правила устройства электроустановок 7-е изд. [Текст]: Все

действующие разделы ПУЭ-7, 2й выпуск, с изм. и доп. по сост-ию на 1 ноября 2005г. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2005. – 512 с.

11 Рожкова, Л. А. Электрооборудование станции и подстанции: Учеб. пособие / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – Москва: Энергоатомиздат, 1987.– 648 с.

12 Сибикин М. Ю., Сибикин Ю. Д. Технология энергосбережения: учебник/ М. Ю. Сибикин, Ю. Д. Сибикин. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: ФОРУМ, 2010. – 352 с.

13 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.–608 с.

14 Герасименко А.А., Электроэнергетические системы и сети. Расчёты параметров и режимов работы электрических сетей: Учеб. пособие: В 2 ч. Ч. 2/ А.А. Герасименко, Т.М. Чупак. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 172 с.

15 Герасименко А.А., Проектирование районной электрической системы: Учеб. пособие/ А.А. Герасименко, В.М. Таюрский. Красноярск: КПИ, 1982.- 120с.

16 Программно-математический комплекс расчёта установившихся режимов электрических систем: Учебно-методическое пособие / А.Э. Бобров, А.А. Герасименко, В.Н. Гиренков, В.В. Нешатаев. Красноярск: КГТУ, 1999. – 112 с.

17 Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.

18 Лыкин, А. В. Электрические системы и сети / А. В. Лыкин. - Новосибирск : НГТУ, 2002. - 246 с.

19 Пример расчета БСК для ПК «RastrWin3» [Электронный ресурс] Режим доступа: https://powersystem.info/index.php?title=Пример_расчета_БСК

20 Конденсаторы и конденсаторные установки. Технические

характеристики [Электронный ресурс] Режим доступа:
https://eti.su/articles/spravochnik/spravochnik_1745.html

21 Ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемые для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети. [Электронный ресурс] Режим доступа:

[https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1669882642&tld=ru&lang=ru&name=20191201_FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK.xls&text=ПАО%20ФСК%206.51%20\(013\)&url=https%3A%2F%2Fwww.dvec.ru%2Felectric_market%2Fdisclosure%2Ftarif_peredacha%2Ffiles%2F20191201_FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK.xls&lr=1095&mime=xls&l10n=ru&sign=2123ea3b72ac305eeacec308ac568a26&keyno=0&serpParams=tm%3D1669882642%26tld%3Dru%26lang%3Dru%26name%3D20191201_FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK.xls%26text%3D%25D0%259F%25D0%2590%25D0%259E%2B%25D0%25A4%25D0%25A1%25D0%259A%2B6.51%2B%2528013%2529%26url%3Dhttps%253A%2F%2Fwww.dvec.ru%2Felectric_market%2Fdisclosure%2Ftarif_peredacha%2Ffiles%2F20191201_FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK.xls%26lr%3D1095%26mime%3Dxls%26l10n%3Dru%26sign%3D2123ea3b72ac305eeacec308ac568a26%26keyno%3D0](https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1669882642&tld=ru&lang=ru&name=20191201_FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK.xls&text=ПАО%20ФСК%206.51%20(013)&url=https%3A%2F%2Fwww.dvec.ru%2Felectric_market%2Fdisclosure%2Ftarif_peredacha%2Ffiles%2F20191201_FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK.xls&lr=1095&mime=xls&l10n=ru&sign=2123ea3b72ac305eeacec308ac568a26&keyno=0&serpParams=tm%3D1669882642%26tld%3Dru%26lang%3Dru%26name%3D20191201_FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK.xls%26text%3D%25D0%259F%25D0%2590%25D0%259E%2B%25D0%25A4%25D0%25A1%25D0%259A%2B6.51%2B%2528013%2529%26url%3Dhttps%253A%2F%2Fwww.dvec.ru%2Felectric_market%2Fdisclosure%2Ftarif_peredacha%2Ffiles%2F20191201_FRSTF_ATS_REPORT_PUBLIC_FSK.xls%26lr%3D1095%26mime%3Dxls%26l10n%3Dru%26sign%3D2123ea3b72ac305eeacec308ac568a26%26keyno%3D0)

22 Карпов Ф.Ф. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / Ф.Ф. Карпов – Москва: издательство «Энергия», 1974. – 74 с.

23 Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах.– М.: Энергоатомиздат, 1990.

24 Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Госэнергоиздат, 1963, – 360 с.

25 Овчаренко Н.И. Аппаратные и программные элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Из-во НИЦ ЭНАС. 2004 – 512 с.: ил.

26 Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России. Методические указания. Утверждены приказом ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС", 2002 г.

27 Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем передачи переменного тока // Электротехника. – 2004. – №8. – с. 30-37.

28 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352с.

29 Электроэнергетическая энциклопедия. [Электронный ресурс] Режим доступа: https://powersystem.info/index.php?title=Баланс_мощности_и_энергии#cite_ref-3

30 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016. 464 с.

31 Smart Grid. Интеллектуальные сети электроснабжения. [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Smart_Grid_\(Умные_Сети\)](https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Smart_Grid_(Умные_Сети))

32 Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя [Электронный ресурс] Режим доступа: https://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Электроэнергетики
кафедра

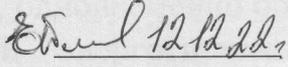
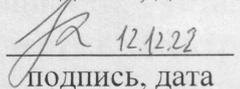
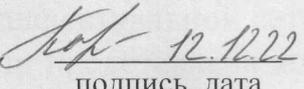
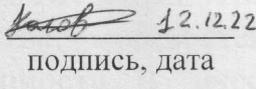
УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 В. И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия
« 13 » декабря 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Интеллектуальное управление балансами активной и реактивной мощности в
распределительной сети
тема

13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код и наименование направления

13.04.02.09 «Автоматизация энергетических систем»
код и наименование магистерской программы

Руководитель	 12.12.22 подпись, дата	доц. каф ЭМиАТ, к.т.н должность, ученая степень	Е. В. Платонова инициалы, фамилия
Выпускник	 12.12.22 подпись, дата		В. М. Родькин инициалы, фамилия
Рецензент	 12.12.22 подпись, дата	Вед. эксперт АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ должность, ученая степень	В. В. Петрунин инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 12.12.22 подпись, дата	доц. каф ЭМиАТ, к.т.н должность, ученая степень	А. В. Коловский инициалы, фамилия

Красноярск 2022