

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 14 » 06 _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение качества управления схемно-режимной ситуацией на
участке сети Нерюнгринская ГРЭС – подстанция Майя

Исполнитель
студент группы 7420м


_____ 21.06.2019
подпись, дата

М. Е. Зайнутдинов

Руководитель
проф., д-р.техн.наук


_____ 21.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель
магистерской
программы


_____ 21.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 24.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 24.06.2019
подпись, дата

С.А. Парубенко.

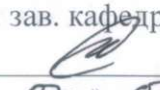
Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 07 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента группы 742 ом Зайнутдинова Максима Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение качества управления схемно-режимной ситуацией на участке сети Нерюнгринская ГРЭС – подстанция Майя.

(утверждено приказом от 06.03.19 № 53142)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе актуальная схема сети ОЭС Востока, данные контрольных замеров на ПС 220 кВ на участке электрической сети Нерюнгринская ГРЭС – подстанция Майя.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Современное состояние в области управляемости электрических сетей, оценка эффективности применения FACTS-технологий, повышение статической устойчивости, снижение потерь активной мощности посредством управления потоками реактивной мощности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) однолинейная схема участка сети ОЭС Востока, включающая подстанции напряжением 220 и 110 кВ.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 07.03.2019г

Руководитель выпускной квалификационной работы Савина Наталья Викторовна, доктор техн. наук, профессор.

Задание принял к исполнению (дата):  _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит: 105 с., 52 формулы, 27 рисунков, 26 таблиц, 38 источников.

FACTS, RASTRWIN, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ, ГЕНЕРАТОР, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, УПК, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

В данной магистерской диссертации выполнена модернизация линии электропередачи 220 кВ длиной 434, 7 км ПС Томмот – ПС Майя. Ввод в эксплуатацию линии позволит присоединить к объединенной энергосистеме Востока изолированные энергосистемы Центральной и Западной Якутии, что приведет к повышению надежности электроснабжения, более эффективному использованию источников генерации и уменьшению числа изолировано работающих энергосистем. Модернизацию планируется проводить с применением FACTS-технологий, как наиболее эффективного и инновационного оборудования.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ТЕРМИНОВ

FACTS – flexible alternative current transmission system (устройства и технологии управления линиями переменного тока);

PMU – phasor measurement unit (система векторных измерений);

SCADA – supervisory Control And Data Acquisition (система автоматического контроля и сбора информации);

ВПТ – вставка постоянного тока;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ГСП – гибридный сопроцессор;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ДЭС – дизельная электростанция;

КБ – конденсаторная батарея;

КЗ – короткое замыкание;

ИН – измеритель напряжения;

ИТ – измеритель тока;

ПВК – программно-вычислительные комплексы;

ПК – процессор коммутации;

ПКК – продольно-поперечный коммутатор;

ПС – подстанция;

ПТС – программно-технические средства;

ПАО – публичное акционерное общество;

Р – фазный реактор;

РЗА – релейная защита и автоматика;

САУ – система автоматического управления;

СПП – специализированный гибридный процессор;

СК – синхронный компенсатор;

СР – сглаживающий реактор;

СТК – статический тиристорный компенсатор;

СПН – статический преобразователь напряжения;

Т – трансформатор;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
УПК – устройство продольной компенсации;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ФВГ – фильтр высших гармоник;
ФМ – физическая модель;
ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;
ЦП – центральный процессор;
ЦПТ – цепь постоянного тока;
ЦУ ФМ – цифруправляемая физическая модель;
ЦУАК – цифруправляемый аналоговый ключ;
ШИМ – широтно-импульсная модуляция;
ШР –шунтирующий реактор;
ЭЭС – электроэнергетическая система

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Исследование схемно-режимной ситуации на участке сети НГРЭС – ПС Мая.....	10
1.1 Энергоэкономическая характеристика Южно-Якутского энергорайона	10
1.2 Структурный анализ электрических сетей на участке НГРЭС – ПС Мая	12
1.3 Исследование существующих электрических режимов	18
1.3.1 Зимний режим	18
1.3.2 Летний режим.....	22
1.4 Анализ балансов.....	25
2 Анализ современного состояния управляемости ЕНЭС	27
2.1 Общая характеристика проблемы управляемости	27
2.2 Наблюдаемость и оценка состояния электроэнергетической системы..	30
2.3 Топологические свойства электроэнергетических систем.....	31
2.4 Средства регулирования параметров режима электроэнергетике.....	32
2.5 Технологии мониторинга и контроля электрических сетей.....	36
2.6 Основные проблемы и вызовы.....	37
3 Обеспечение качества управления режимами	39
3.1 Исследование влияния устройств управления на параметры режима ...	39
3.1.1 Исследование текущей конфигурации	39
3.2 Исследование применения дополнительных FACTS – технологий.....	51
3.2.1 Переключательный пункт с УПК.....	51

3.2.2 СТАТКОМ.....	60
3.3 Анализ полученных результатов.....	66
4 Расчет токов короткого замыкания.....	68
5 Совершенствование систем измерения.....	74
5.1 Информационная платформа.....	74
5.2 Инновации в области контроля и измерений.....	75
5.3 Мультиагентные системы управления.....	76
6 Выбор оборудования.....	79
6.1 Выбор выключателей.....	79
6.2 Выбор разъединителей.....	82
6.3 Выбор измерительных трансформаторов.....	83
6.1 Выбор измерительных преобразователей.....	84
6.2 Выбор трансформаторов напряжения.....	86
7 Технико-экономическое обоснование.....	89
7.1 Оценка надежности схем электроснабжения.....	89
7.2 Приведённые затраты.....	95
Заключение.....	98
Список используемой литературы.....	101

ВВЕДЕНИЕ

Высоковольтные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше составляют основную системообразующую сеть ЕЭС. В целом по Российской Федерации протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет около 3000 тыс. км, в том числе системообразующая сеть — примерно 160 тыс. км.

Управление гигантским, синхронно работающим объединением, достигающим с запада на восток 7000 км и с севера на юг более 3 000 км, представляет собой сложнейшую инженерную задачу, не имеющую аналогов в мире.

Важнейшей задачей является ликвидация дефицита средств управления потоками мощности в сетях всех классов напряжения. В условиях, когда в сетях ЕЭС России количество современных компенсирующих устройств исчисляется единицами [1, 2, 3], фильтросимметрирующие, фазосдвигающие устройства практически отсутствуют, а комплексной программы их разработки и внедрения в сетях всех классов напряжения не существует, трудно рассчитывать на коренное изменение ситуации в деле повышения энергетической эффективности российской электроэнергетики.

Для повышения управляемости и обеспечения гарантированной надежности функционирования электроэнергетических систем будут широко внедряться гибкие системы передачи электроэнергии, а также совершенствоваться комплексы автоматической аварийной защиты и диспетчерского управления. Будут созданы межсистемные линии электропередачи переменного и постоянного тока для транспортировки электрической энергии и мощности из энергоизбыточных в энергодефицитные регионы в объемах, не превышающих требований надежности работы Единой энергетической системы России. В сфере развития электросетевого комплекса предполагается обеспечить: оптимизацию конфигурации и повышение пропускной способности

системообразующих и распределительных электрических сетей, позволяющих осуществлять эффективное функционирование Единой энергетической системы России и систем распределенной генерации электроэнергии с высокими показателями надежности их работы; снижение износа электрических сетей до среднего уровня развитых стран мира, в том числе за счет качественного обновления парка оборудования электрических подстанций; снижение потерь в электрических сетях и повышение эффективности транспортировки электроэнергии, в том числе за счет широкого внедрения проводников из новых композиционных материалов, позволяющих увеличить токонесущую способность и увеличить продолжительность срока их службы, а также создания систем автоматизированного учета и регулирования в электрических сетях. [4]

Особенно проблемы управляемости актуальны для ОЭС Востока: большая протяженность линий электропередачи, слабая загрузка линий, низкая плотность нагрузки, изолированность отдельных участков сети, преобладание в некоторых районах тяговой нагрузки и суровые климатические условия, все это многократно повышает требования к управляемости электрических сетей и диктует индивидуальные условия развития и модернизации электросетевого комплекса.

Целью настоящей работы является разработка методики повышения управляемости магистральных сетей ОЭС Востока на примере участка сети Нерюнгринская ГРЭС – ПС Майя.

Ниже приведены задачи, решение которых позволит достичь поставленной цели:

1. Оценить современное состояние электрических сетей и выявить узкие места.
2. Провести анализ технических средств управления в электрических сетях.
3. Исследовать режимные свойства.
4. Предложить возможные решения обнаруженных проблем.

1 ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ НА УЧАСТКЕ СЕТИ НГРЭС – ПС МАЙЯ

Для получения полной информации об объекте исследования необходимо дать характеристику климата, географических и экономических особенностей района, на котором расположен выбранный участок сети. В целях выявления проблем и перспектив развития имеющихся электрических сетей необходимо провести структурный анализ электрических сетей, исследование электрических режимов и анализ балансов электрической энергии и мощности на участке сети НГРЭС – ПС Майя.

Энергетические объекты, выбранные для исследования находятся в республике Саха (Якутия) и относятся к Южно-Якутскому и Центральному (ПС Майя) энергорайонам. Все объекты находятся на балансе ПАО "ФСК ЕЭС" Амурское ПМЭС

1.1 Энергоэкономическая характеристика Южно-Якутского энергорайона

Республика Саха (Якутия) по территории является самым крупным субъектом Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа. Расстояние от Якутска до Москвы — 8468 км. В составе республики 445 муниципальных образований, в том числе 34 муниципальных района, 2 городских округа, 48 городских и 361 сельское поселение. [1]

Общая площадь континентальной и островной частей составляет 3,1 млн км². Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Свыше 40 % территории находится за Северным полярным кругом и практически вся территория - в зоне вечной мерзлоты. Значительную часть Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Климат суровый, резкоконтинентальный. Республика богата водными ресурсами: здесь расположены свыше 800 тыс. озер и почти 700 тыс. рек общей

протяженностью около 2 млн км. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма. [1]

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех энергорайонов – Западного, Центрального и Южного. Южный и Западный энергорайоны имеют электрическую связь по двум одноцепным ВЛ 220 кВ Олёкминск – НПС 15 № 1 (2) с отпайкой на ПС НПС-14, двум одноцепным ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС- 15 № 1 (2) с отпайкой на ПС НПС-16. Южный и Центральный энергорайоны имеют электрическую связь по КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя. Южный энергорайон обеспечивает энергией Южно-Якутский территориальнопромышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы, связан двумя линиями электропередачи 220 кВ с ОЭС Востока. [1]

Территория республики характеризуется малой заселенностью: средняя плотность населения на 01.01.2017 составила 0,31 чел./кв. км, что в 28,7 раз ниже, чем в среднем по России и в 3,3 раза – чем по Дальневосточному федеральному округу. [1]

Экономическое развитие Республики Саха (Якутия) на современном этапе 2012-2017 гг. характеризовалось умеренным, но стабильным ростом. Базовой отраслью в экономике республики является промышленность. Большая часть промышленного производства (75,9 %) приходится на добычу полезных ископаемых.

В связи со спросом на энергетические ресурсы со стороны стран АТР в республике неуклонно увеличивается их добыча. В 2016 г. объем добычи нефти составил 10,1 млн т, что на 6,9 % больше, чем в 2015 г. Прирост обеспечили в основном ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» - 1,1 млн т и ОАО «Сургутнефтегаз» - 8,9 млн т. Добыча угля в 2016 г. по сравнению с 2012 г. выросла на 39,1 % и составила 17,0 млн т. Рост произошел за счет реализации инвестиционных проектов ГОК «Инаглинский», ГОК «Денисовский» и освоения Эльгинского угольного комплекса. Добыча природного газа в 2016 г. выросла по сравнению с 2012 г. на 1,3 % и

составила 2,0 млрд куб. м. Кроме того в 2016 г. было добыто 117 тыс. т газового конденсата, что на 25,7 % больше по сравнению с 2012 г. [1]

Транспортная система является важнейшей инфраструктурной отраслью для экономического развития республики. Однако плотность дорог в республике остаётся одной из самых низких в России: по автомобильным дорогам с плотным покрытием она составляет 3,8 км на 1000 км² территории, что в 16 раз меньше, чем в среднем по России; по железным дорогам – 0,2 км на 1000 км² территории (в 25 раз ниже среднероссийского показателя). Общая протяжённость железных дорог в республике составляет 525 км и с 2000 г. остаётся на одном и том же уровне. Общая протяжённость автомобильных дорог в 2016 г. составила 44,7 тыс. км, в том числе с твёрдым покрытием 11,8 тыс. км. За период 2012-2016 гг. протяжённость автомобильных дорог с твёрдым покрытием выросла на 1486 км. [1]

Несмотря на снижение рождаемости отмечается рост в сфере строительства и обслуживания в большей степени благодаря трудовой миграции населения.

1.2 Структурный анализ электрических сетей на участке НГРЭС – ПС Майя

Согласно схемам и программам развития республики Саха (Якутия) с 2018 по 2022 года на территории республики преобладает промышленная нагрузка (в основном добывающая промышленность). ПС Майя находится в отключенном положении, но в скором времени она свяжет электрические сети Южной и Центральной Якутии.

Анализ источников питания

Основным источником питания на данном участке сети является Нерюнгринская ГРЭС.

Нерюнгринская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 570 МВт, установленная тепловая мощность — 820 Гкал/час. Тепловая схема станции — блочная. В

качестве топлива используется каменный уголь Нерюнгринского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя:

- энергоблок № 1 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину К-210-130-3, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214, введён в 1982 году;
- энергоблок № 2 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214, введён в 1984 году;
- энергоблок № 3 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214, введён в 1985 году;
- пиковую водогрейную котельную в составе трёх водогрейных котлов КВТК-100-150.

Чульманская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 48 МВт, установленная тепловая мощность — 165 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используется каменный уголь Нерюнгринского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 3 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10М с генератором Т-2-12-2УЗ, введён в 1976 году;
- Турбоагрегат № 5 мощностью 12 МВт, в составе турбины К-12-35 с генератором Т-2-12-2, введён в 1970 году;
- Турбоагрегат № 6 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10М с генератором Т-2-12-2УЗ, введён в 1977 году;
- Турбоагрегат № 7 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10М с генератором Т-2-12-2УЗ, введён в 1978 году.

- Пар для котлов вырабатывают два котлоагрегата ЦКТИ-75/39Ф и четыре котлоагрегата БКЗ-75-39Ф[1]. Выдача электроэнергии в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 35 и 110 кВ по следующим линиям электропередачи:[2]

Анализ подстанций

Понимание современного состояния на конкретном участке электрической сети приходит посредством структурного анализа данного участка. Анализ необходимо начинать с узловых компонентов системы – подстанций. В ходе разбора основных параметров подстанций следует обратить внимание на:

- количество и величину ступеней напряжения;
- тип подстанции по способу ее включения в сеть (проходная, узловая, отпаичная и т.п.)
- схему распределительного устройства всех классов напряжения;
- количество и мощность установленных трансформаторов;
- установленные устройства компенсации реактивной мощности и устройства управления потоками мощности.

В зависимости от поставленных целей список анализируемых параметров может быть расширен. В отдельных случаях уже на этапе структурного анализа подстанций удается определить узкие места, увидеть в каком месте применение планируемых мероприятий даст наибольший эффект.

Подробный анализ по подстанциям приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Анализ подстанций

№	Название	Тип	U, кВ	Схема РУ	Тр-ры	Устройства управления
1	НПС 18	Проходная	220	Две рабочие системы шин (13)	2 АТ-63 МВА	-
			110	-		-
			10	Блок (линия-трансформатор) с выключателем (3 Н)		-

Продолжение таблицы 1

2	Нижний Куранах	Узловая	220	Две рабочие системы шин (13)	2 АТ-63 МВА	-
			110	Две рабочие и обходная система шин		-
			35	Две рабочие системы шин (13)		-
3	Томмот	Проходная	220	Две рабочие системы шин (13)	2 АТ-63 МВА (220/110/10)	УШР-220 100 МВар
			110	Две рабочие системы шин (13)		-
			35	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	2 Т - 16 МВА (110/35/10)	-
			10	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)		СТК -10 20 МВар
4	Майя	Узловая	220	Две рабочие системы шин (13)	2 АТ-63 МВА (220/110/10)	УШР-220 100 МВар
			110	Две рабочие системы шин (13)		-
			35	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	2 Т - 16 МВА (110/35/10)	-
			10	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)		СТК -10 20 МВар
5	НПС 17	Отпаичная	220	Нетиповая	2 Т - 40 МВА	-
			10	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)		-

Информация о результатах контрольных замеров напряжений на подстанциях 220 кВ в пределах рассматриваемого участка приведена в таблице 2 и 3. Проанализировав полученные данные можно сделать вывод о приемлемости или неприемлемости существующих режимов, наблюдаемых в настоящий момент.

Данные контрольных замеров филиала ПАО ФСК ЕЭС Амурское ПМЭС на 20 июня 2018 г приведены в таблице 2

Таблица 2 – Данные контрольных замеров 20 июня 2018 г

Название ПС	U_{\min} кВ	U_{\max} кВ
НПС 18	246	248,5
Нижний Куранах	241	244,6
Томмот	-	-
Майя	-	-
НПС 17	245,1	246,5

Данные контрольных замеров филиала ПАО ФСК ЕЭС Амурское ПМЭС на 19 декабря 2018 г приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные контрольных замеров 19 декабря 2018 г

Название ПС	U_{\min} кВ	U_{\max} кВ
НПС 18	237	237,9
Нижний Куранах	233	234,1
Томмот	-	-
Майя	223,9	231,1
НПС 17	235,1	236,5

Из проведенного выше анализа видно, что ПС слабо оснащены устройствами управления. Данные устройства имеются только на сравнительно новых ПС, еще до конца не введенных в эксплуатацию (Томмот и Майя). Напряжение на шинах 220 достаточно сильно превышает номинальные значения особенно в летний период.

Согласно данным филиала ПАО ФСК ЕЭС Амурское ПМЭС устройства телемеханики позволяют в режиме реального времени контролировать следующие параметры: напряжение на шинах ПС, токовую загрузку линий и трансформаторов, активную и реактивную мощности протекающую по линиям и в трансформаторах, частоту сети.

Анализ линий электропередачи

Анализ ЛЭП представляет собой систематизацию и исследование параметров существующих связей между подстанциями и включает в себя информацию о:

- марке проводов и количестве цепей;
- длине электропередачи;
- потокам активной и реактивной мощности, протекающим по линии;
- токовой нагрузке ЛЭП.

Проанализировав основные параметры линий электропередачи, соединяющих между собой РУ 220 кВ на данном участке электрической сети, необходимо выявить основные проблемы и узкие места. Данные анализа представлены в таблице 4 и 5.

Таблица 4 - Анализ линий электропередачи (зима)

Участок сети	Марка провода	L, км	P, МВт	Q, Мвар	I, А	U, кВ	N
НГРЭС – НПС 18	АСО-300	165	60,40	1,50	151	220	1
НГРЭС – НПС 18	АСО-300	164	58,60	1,10	143	220	2
НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17	АСО-300	111	50,70	3,80	127	220	1
НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17	АСО-300	111	49,10	4,30	120	220	2
ПС Нижний Куранах – ПС Томмот	АСО-300	-	-	-	80	220	1
ПС Томмот – ПС Майя	АС-300	434,7	43,0	107,2	0,0	220	1
ПС Томмот – ПС Майя	АС-300	434,7	откл.	откл.	откл.	220	2

Таблица 5 - Анализ линий электропередачи (лето)

Участок сети	Марка провода	L, км	P, МВт	Q, Мвар	I, А	U, кВ	N
НГРЭС – НПС 18	АСО-300	165	47,30	1,80	117	220	1
НГРЭС – НПС 18	АСО-300	164	47,30	2,20	113	220	2
НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17	АСО-300	111	42,80	-1,10	103	220	1
НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17	АСО-300	111	41,30	0,00	97	220	2

Продолжение таблицы 5

Участок сети	Марка провода	L, км	P, МВт	Q, Мвар	I, А	U, кВ	N
ПС Нижний Куранах – ПС Томмот	АСО-300	-	-	-	-	220	1
ПС Томмот – ПС Майя	АС-300	434.7	откл.	откл.	откл.	220	1
ПС Томмот – ПС Майя	АС-300	434.7	откл.	откл.	откл.	220	2

Основная проблема на всех рассмотренных участках сети – это слабая нагрузка линий электропередачи (всего на 20 %) при их большой длине. Также работа линии 220 кВ Томмот – Майя влечет за собой увеличение зарядной мощности, что ведет к повышенным потерям и увеличению напряжения.

1.3 Исследование существующих электрических режимов

Исследование режимных свойств заключается в оценке возможности изменения параметров режима, которые могут привести к положительному эффекту в части повышения пропускной способности и уровня надежности электроснабжения. Увеличивая напряжение или изменяя угловой сдвиг между системами векторов напряжений цепей можно добиться повышения пропускной способности линии и даже приближения передаваемой мощности к натуральной. Также изменение параметров режима не требует капитальных затрат и может быть проверено на заранее разработанных моделях в соответствующем программном комплексе.

1.3.1 Зимний режим

В зимнем режиме работы суммарная нагрузка на участке сети НГРЭС – ПС «Майя» составляет 404 МВт. Питание в основном осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС. Максимальная нагрузка ЛЭП в процентном соотношении по условиям нагрева наблюдается на ЛЭП, соединяющей между собой ПС 110 кВ Большой Нимныр и Малый Нимныр и составляет 37,8 %. Минимальная – НГРЭС 100 кВ – ПС ВГК 110 кВ, 2,8%.

РУ 220 кВ подстанций Томмот и Майя находятся в отключенном состоянии. Напряжения на участке сети превышают номинальные значения на 8 - 11%.

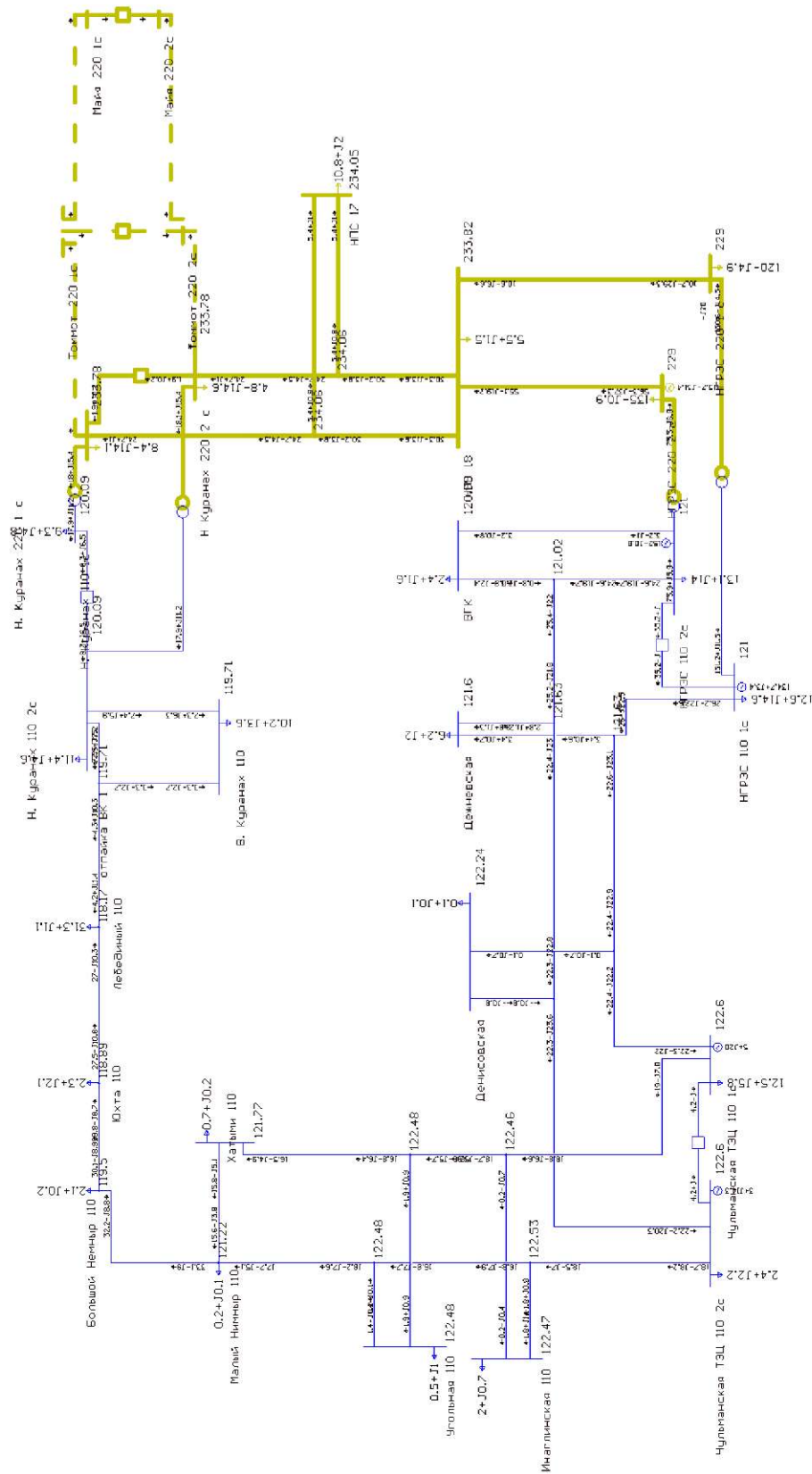


Рисунок 1 - Нормальный зимний режим

В послеаварийном режиме при отключении самой загруженной ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Малый Нимныр, оборудование работает в номинальном режиме.

При отключении двух автотрансформаторов на Нерюнгриской ГРЭС, на участке сети 110 кВ не удастся обеспечить требуемую пропускную способность. Данные о токовой нагрузке представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Данные о токовой нагрузке в послеаварийном режиме

Название	I	I _{доп}	I, %
Малый Нимныр 110 - Большой Немныр 110	1,422	432.9	328.6
Юхта 110 - Лебединый 110	1,308	432.9	302.7
Лебединый 110 - отпайка ВК 1	1,267	432.9	293.4
Большой Немныр 110 - Юхта 110	1,255	432.9	290.1
отпайка Уг 2 - Малый Нимныр 110	890	432.9	205.7
отпайка Ина 1 - отпайка Уг 1	876	432.9	202.4
Хатыми 110 - Малый Нимныр 110	776	388.5	199.9
отпайка Ина 2 - отпайка Уг 2	839	432.9	193.9
отпайка Уг 1 - Хатыми 110	824	432.9	190.3
Н. Куранах 110 2с - В. Куранах 110	573	366.3	156.4
Н. Куранах 110 2с - отпайка ВК 1	631	432.9	145.8
отпайка ВК 1 - В. Куранах 110	622	432.9	143.7
Чульманская ТЭЦ 110 1с - отпайка Ина 1	766	555	138.1
Чульманская ТЭЦ 110 2с - отпайка Ина 2	759	555	136.7
отпайка на Ден 2 - Чульманская ТЭЦ 110 2с	718	577.2	124.7
отпайка на Ден 1 - Чульманская ТЭЦ 110 1с	719	577.2	124.6
отпайка на Деж3 - отпайка на Ден 1	706	577.2	122.4
отпайка на Деж2 - отпайка на Ден 2	701	577.2	121.6
НГРЭС 110 1с - отпайка на Деж3	669	577.2	116.1
отпайка на Деж1 - отпайка на Деж2	648	577.2	112.4
НГРЭС 110 2с - отпайка на Деж1	575	577.2	99.6
Н Куранах 220 2 с - отпайка 2 нпс 17	184	765.9	25.6
Н. Куранах 220 1 с - отпайка 1 нпс 17	184	765.9	25.5
отпайка 2 нпс 17 - НПС 18	143	765.9	21.5
отпайка 1 нпс 17 - НПС 18	143	765.9	21.5
отпайка Уг 2 - Угольная 110	79	432.9	18.3
отпайка Уг 1 - Угольная 110	100	577.2	17.3
НПС 18 - НГРЭС 220 1 с	62	765.9	15
НПС 18 - НГРЭС 220 2 с	62	765.9	14.9
отпайка Ина 2 - Инаглинская 110	48	432.9	11
отпайка Ина 1 - Инаглинская 110	40	432.9	9.5
НГРЭС 110 2с - ВГК	52	577.2	9.1

Согласно данным расчета режим не допустим.

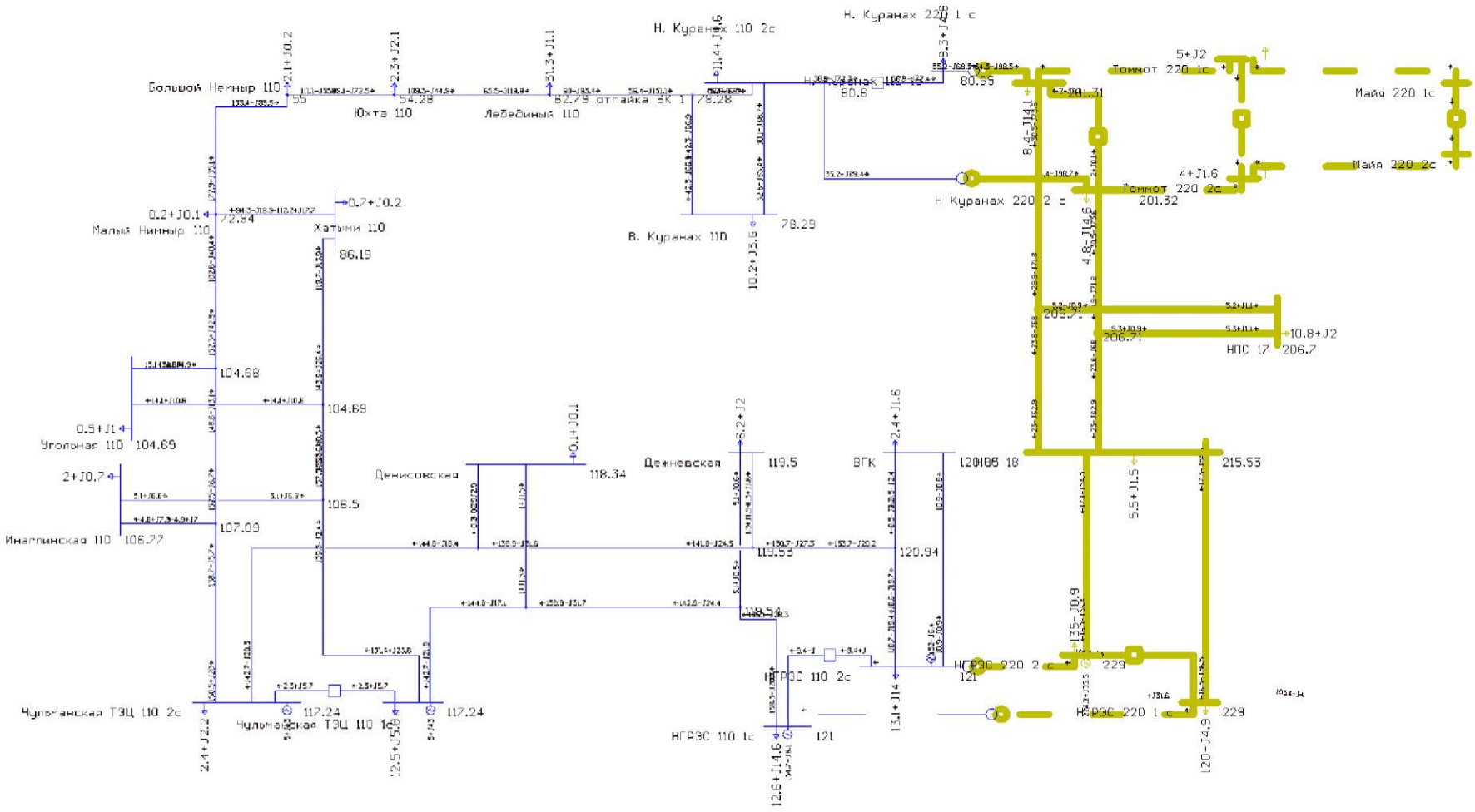


Рисунок 2 - Послеаварийный режим

1.3.2 Летний режим

В летнем режиме работы суммарная нагрузка на участке сети НГРЭС – ПС «Майя» составляет 233 МВт. Питание в основном осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС. Максимальная загрузка ЛЭП в процентном соотношении по условиям нагрева наблюдается на ЛЭП, соединяющей между собой ПС 110 кВ Дежневская и шины 110 кВ НГРЭС и составляет 31,5 %. Минимальная – НГРЭС 100 кВ – ПС ВГК 110 кВ, 2,2%.

РУ 220 кВ подстанций Томмот и Майя находятся в отключенном состоянии. Напряжения на участке сети превышают номинальные значения на 6 - 10%. Данные расчета режима показаны на рисунке 3..

В послеаварийном режиме при отключении самой загруженной ВЛ 110 кВ Дежневская - НГРЭС, оборудование работает в номинальном режиме.

При отключении двух автотрансформаторов на Нерюнгринской ГРЭС, на участке сети 110 кВ не удастся обеспечить требуемую пропускную способность. Данные расчета режима показаны на рисунке 4.

В ходе исследования режимов было выявлено, что помимо объединения двух энергосистем существует задача модернизации транзита 110 кВ. В послеаварийных режимах (при отключении автотрансформаторов на Нерюнгринской ГРЭС) не удастся обеспечить необходимую пропускную способность.

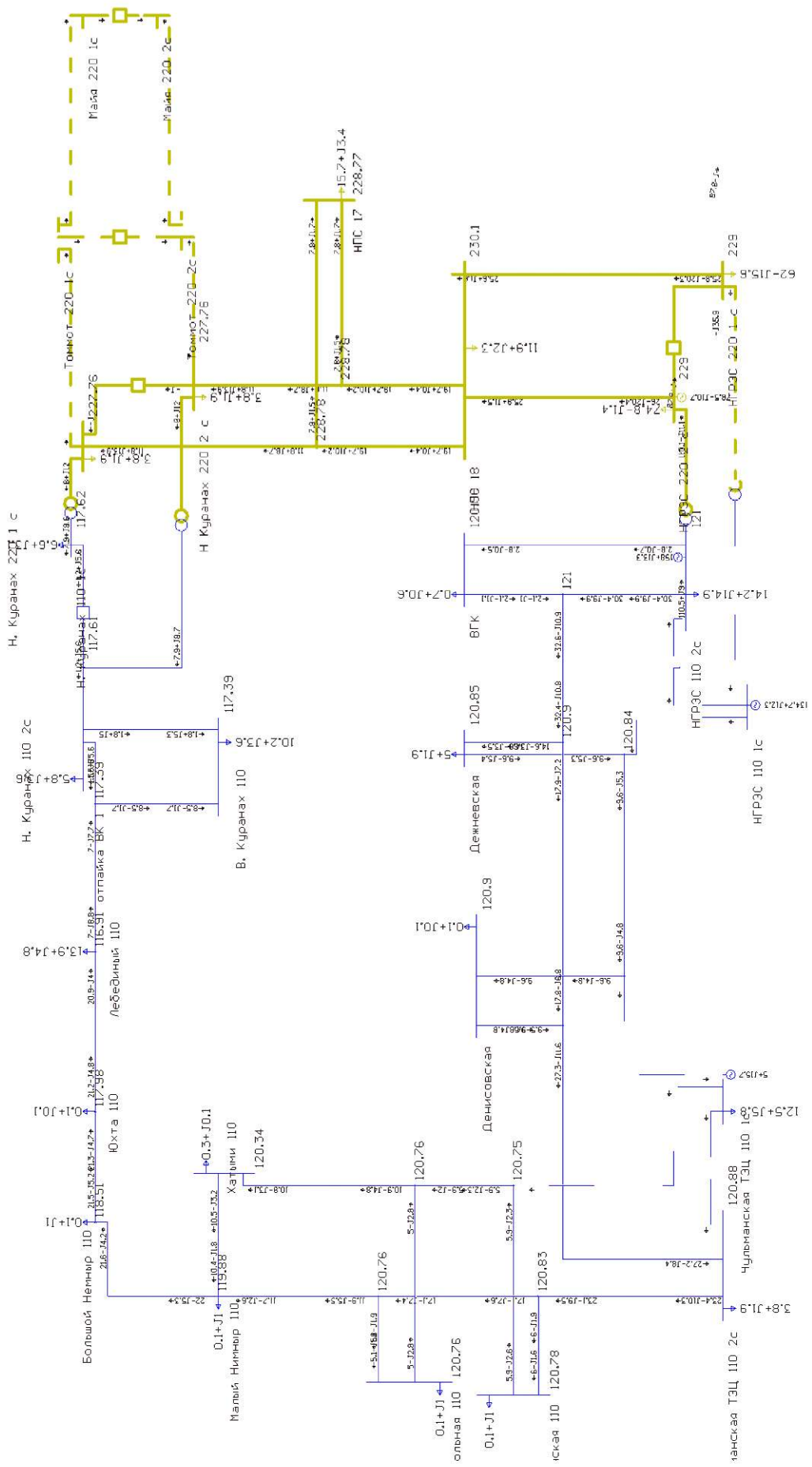


Рисунок 3 - Нормальный летний режим

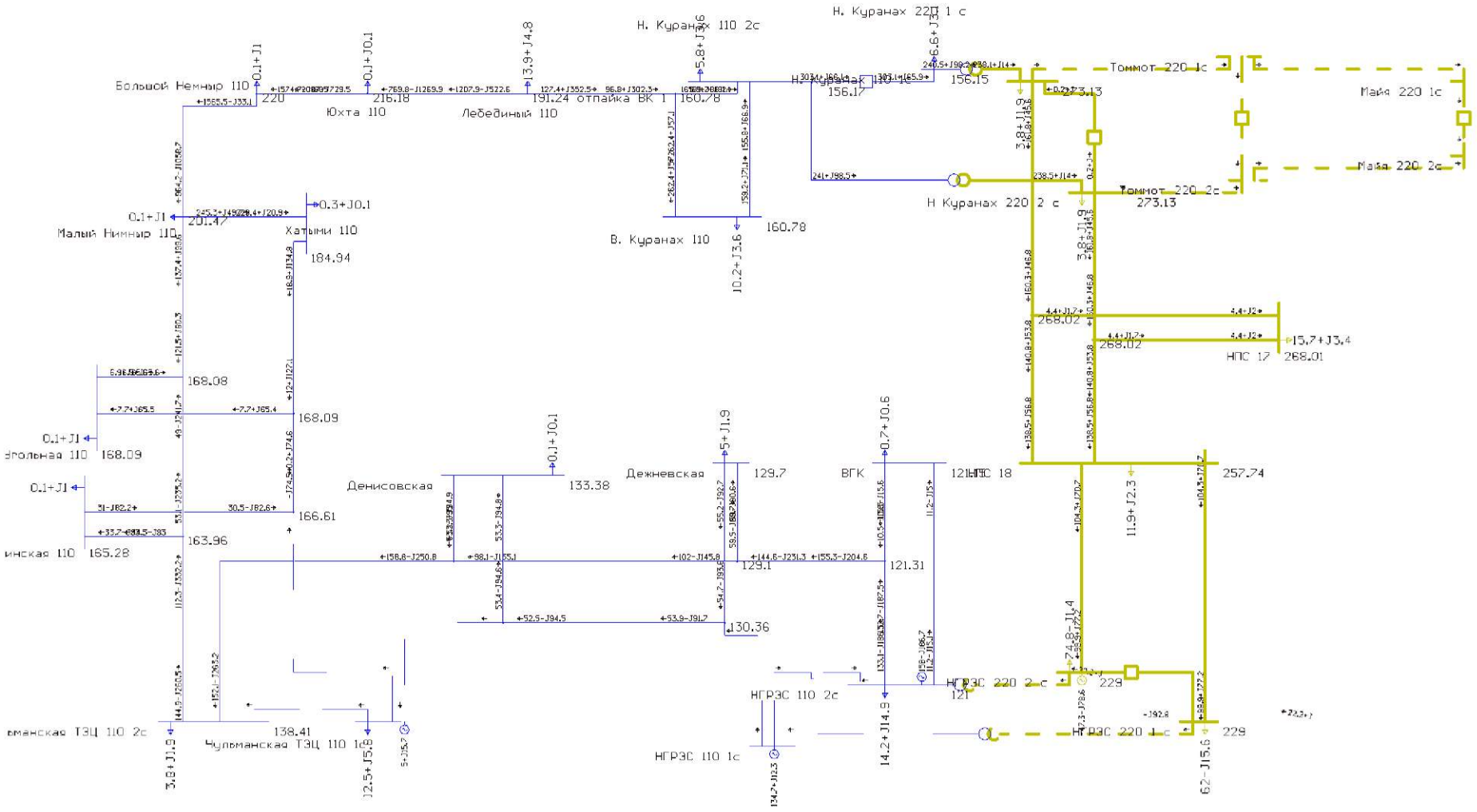


Рисунок 4 - Послеаварийный летний режим

1.4 Анализ балансов

При вводе в работу линий электропередачи ПС Нижний Куранах – ПС Томмот – ПС Майя изолированный Центральный район электрических сетей республики Саха (Якутия) будет присоединен к ОЭС Востока, что повлечет за собой неизбежное изменение режима, снижение надежности электроснабжения. Необходимо совершенствовать технологии мониторинга и управления потоками мощности в электрических сетях.

Согласно балансов электроэнергии приведенных в [10]

Таблица 7 – Балансы электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2013	2014	2015	2016	2017
Выработка, всего, в том числе:	3164	3129	2999	3231	3280
ТЭС, всего, в том числе:	3164	3129	2999	3231	3280
Нерюнгринская ГРЭС	3078	3129*	2999*	3231*	3280*
Чульманская ТЭЦ	86				
Передача в энергосистему Амурской области (сальдо)	1489	1424	1333	1509	1366
Электропотребление, всего, в том числе:	1675	1705	1667	1721	1913
- собственные нужды	368	368	355	370	383
- потери в сетях	46	33	40	37	54
- полезное потребление	1261	1304	1272	1314	1476

Таблица 8 – Балансы электроэнергии Центрального энергорайона, млн. кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2013	2014	2015	2016	2017
Выработка, всего, в том числе:	1653	1669	1679	1660	1660
ТЭС, всего, в том числе:	1636	1653	1665	1645	1657
Якутская ГРЭС	1581	1601	1608	1592	1602
Якутская ТЭЦ	55	52	57	53	55
Якутская ГРЭС Новая	75				
Прочие источники	17	16	14	15	3
Электропотребление, всего, в том числе:	1653	1669	1679	1660	1660

Статья баланса	Год				
	2013	2014	2015	2016	2017
- собственные нужды	71	71	68	69	68
- потери в сетях	343	344	341	324	324
- полезное потребление	1239	1253	1270	1267	1267

В обоих районах есть тенденция к увеличению полезного потребления, а также к увеличению потерь электроэнергии, что говорит о необходимости повышения уровня мониторинга и управления потоками мощности в ОЭС Востока.

Таким образом, основными проблемами на данном участке сети являются:

1. Значительное превышение номинальных значений напряжения на шинах ПС 220 кВ.
2. Недостаточное количество устройств мониторинга и управления потоками мощностей.
3. Тенденция к увеличению потерь в сетях.
4. Слабая загруженность линий электропередачи.
5. Избыток зарядной мощности в линиях электропередачи.
6. Использование ДЭС в качестве резервов мощности для собственных нужд ПС.

2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЯЕМОСТИ ЕНЭС

Существующие подходы к регулированию напряжения в магистральных электрических сетях ориентированы преимущественно на решение двух задач: недопущение повышения напряжений до уровней, опасных для оборудования (по условию изоляции), и обеспечение нормативных запасов устойчивости (в контролируемых сечениях и по напряжению в узлах нагрузки).

В условиях возрастающих требований к повышению качества электроэнергии и снижению потерь в сетях необходимо развитие системы регулирования напряжения и реактивной мощности в Единой национальной электрической сети. Данное развитие должно основываться на широком применении современных средств регулирования напряжения и реактивной мощности, а также автоматических систем управления, в том числе централизованных.

2.1 Общая характеристика проблемы управляемости

Метод регулирования напряжения в ЕЭС России, применяемый в настоящее время, основан на поддержании заданных графиков (уровней) напряжения в контрольных пунктах сети.

Контрольные пункты разделяются на:

- контрольные пункты в электрической сети 110 кВ и выше, устанавливаемые диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»;
- контрольные пункты сетевых организаций в узлах электрических сетей

110 кВ и ниже, не относящихся к контрольным пунктам ОАО «СО ЕЭС».

Подход к регулированию напряжения на основе поддержания графиков в контрольных пунктах сети применяется в отечественной энергетике в течение многих лет. Он разработан при перечисленных во введении к

настоящей статье технологических ограничениях, которые не позволяли до последнего времени реализовывать более эффективное централизованное автоматическое регулирование напряжения в сетях.

Графики напряжения в контрольных пунктах сети разрабатываются, как правило, на периоды один месяц или один квартал. Соответственно, при их разработке не могут быть корректно учтены все установившиеся режимы, которые сложатся в период действия графиков с учётом возможных отклонений уровней потребления/генерации и схемы сети энергосистемы от планируемых. Тем более при разработке графиков не могут быть точно учтены погодные условия, что необходимо для точного моделирования потерь электроэнергии на корону в воздушных линиях при оптимизации режимов по напряжению и реактивной мощности.

Первичное регулирование напряжения на шинах электростанций и подстанций с регулируемыми средствами компенсации реактивной мощности в настоящее время осуществляется автоматически, в соответствии с заданными графиками напряжения. Однако сами графики автоматически не актуализируются в темпе процесса с учётом фактических режимов работы энергосистем и топологии их сетей. Исходя из зарубежного опыта, для выполнения всех предъявляемых требований к уровням напряжения в установившихся режимах их оптимизация должна осуществляться с периодичностью не реже одного раза в двадцать минут. Таким образом, централизованное регулирование напряжения в российских энергосистемах осуществляется практически в «ручном» режиме. 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.

Как известно, 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 ОАО «СО ЕЭС» 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.

Перечисленные 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 ОАО «ФСК ЕЭС» и различных проектных и исследовательских организаций).

2.2 Наблюдаемость и оценка состояния электроэнергетической системы

Точность результатов ОС полностью наблюдаемой системы зависит от величины ошибок исходных данных и от свойств моделей ЭЭС, которые определяют степень влияния этих ошибок на результат, т.е. от качества наблюдаемости моделей ЭЭС. В неполностью наблюдаемой системе появляется еще одна составляющая ошибок результата, вызванная неполнотой исходной информации, следствием чего является "искажение" модели ЭЭС.

Низкое качество наблюдаемости может быть следствием разных причин: низкой точности измерений или неудовлетворительного состава и размещения их в схеме сети, определенных сочетаний параметров схемы ЭЭС и измерений, тяжести режима. Ниже анализируется влияние этих причин на обусловленность линеаризованной системы и точность результатов ОС. Анализируется также влияние погрешностей исходных данных: измерений, весовых коэффициентов, определяющих априорную

точность измерений, параметров схемы замещения на решение задачи ОС при разной обусловленности системы линеаризованных уравнений

Дефицит телеизмерений в ЭЭС привел к необходимости использования всех возможных источников информации о режиме системы: данных диспетчерских ведомостей и контрольных замеров. Если телеизмерений не хватает, то добавляются псевдоизмерения, полученные на основе статистических прогнозов и регрессионных соотношений по данным контрольного замера и диспетчерских ведомостей.

Вопросам точности существующих телеизмерительных систем посвящены работы [29-30]. В [29] по задаваемой суммарной погрешности телепередачи определяются необходимые характеристики телепередачи и допустимое время опроса датчиков. Обратная задача: получение погрешностей телепередачи для конкретных телеизмерительных систем на основе характеристик этих систем, решается в [30]. Здесь же для некоторых режимных параметров оценивается суммарная погрешность телеизмерений. Анализ погрешности телепередачи для многоуровневых систем дан в [31].

По изложенным в разделе 1.3 причинам необходимы дополнительные исследования точности измерений и телеизмерений. Они проводились в рамках разработки концепции информационно-измерительного обеспечения АСДУ ЭЭС с целью определения как численных значений характеристик погрешностей измерений различных каналов поступления информации, так и выявления доминирующих составляющих погрешностей. Были обследованы наиболее значимые энергообъекты участка сети НГРЭС - ПС Майя.

2.3 Топологические свойства электроэнергетических систем

Полносвязная сеть имеет наивысшую отказоустойчивость, но такая топология слишком дорога и поэтому реализуется редко. В полносвязной сети каждый узел имеет связи со всеми остальными узлами, предоставляя маршрутизатору множество альтернативных путей на случай отказов каналов связи. Чаще реализуются частично связанные сети – гибрид кольцевой и

полносвязной топологии. Этот вариант является вполне приемлемым с точки зрения количества альтернативных путей, реализованных между узлами.

При проектировании локальных и глобальных сетей для выбора оборудования и расчета будущих нагрузок сети основой является определенный, хотя и зачастую довольно узкий и, часто, "теоретический" опыт инженеров по системной интеграции. Решения принимаются, как правило, по каталогам производителей, или, в идеальном случае, что довольно редко, по эксплуатационной документации на оборудование.

Единственный способ оптимизировать затраты и оборудование для создаваемой сети - обосновывать решения с использованием средств автоматизации проектирования или их компонентов, как это делается во всех развитых странах.

При разработке технического проекта требуется построение модели, создаваемой сети или ее компонентов, первичное моделирование, просмотр различных вариантов технологий, протоколов, оборудования, повторное моделирование при необходимости и анализ результатов.

При развитии магистральные сети ОЭС Востока следует уделить особое внимание следующим особенностям топологии:

- большое количество слабых связей;
- наличие изолированных участков сети.

Решение этих проблем носит скорее геополитический и демографический характер. Из-за слабой заселенности территорий и отсутствия энергоемкой инфраструктуры нет необходимого для дальнейшего развития спроса на электроэнергию.

2.4 Средства регулирования параметров режима электроэнергетики

Под управляемостью электрических сетей будем понимать возможность гибкого регулирования параметров сети, а также возможность влиять на эти параметры в автоматическом режиме.

Технические средства являются основой в реализации технологии ИЭС на практике. Существуют следующие основные группы таких устройств [5]:

1. Устройства поперечной компенсации, позволяющие изменять (компенсировать) реактивную мощность и напряжение, подключаются к сети параллельно.

2. Устройства продольной компенсации, позволяющие изменять параметры сети, подключаются к сети последовательно.

3. Комбинированные устройства, объединяющие возможности вышеперечисленных устройств.

4. Устройства, аккумулирующие электроэнергию.

5. Устройства, позволяющие ограничивать токи короткого замыкания.

6. Преобразователи частоты и тока (инверторы и выпрямители), вставки несинхронной связи.

7. Линии электропередачи на базе высокотемпературных сверхпроводников постоянного и переменного тока.

Смысл применения устройств управления заключается в том, что они трансформируют электрическую сеть из неактивного устройства транспорта электроэнергии в активное устройство, которое участвует в управлении режимами работы ЭЭС. Это позволяет в темпе процесса технологического управления изменять пропускную способность ВЛ, наиболее оптимально перераспределяя между параллельными ВЛ перетоки активной мощности. В послеаварийных режимах это позволяет распределять мощность по неповреждённым после аварии ВЛ, не нарушать устойчивость и обеспечивать, тем самым, повышение надежности электроснабжения потребителей.

Устройство продольной компенсации (УПК)

Устройства продольной компенсации (УПК) – это конденсаторные батареи, включенные последовательно в ВЛ и позволяющие выполнять «продольную компенсацию», т.е. компенсировать часть продольного индуктивного сопротивления ВЛ.

УПК применяется:

1. Для повышения пропускной способности ВЛ.

2. Для снижения потери напряжения в ВЛ.

Особое значение приобретает использование управляемых УПК, в которых конденсаторные батареи шунтируются тиристорным регулятором, позволяющим гибко менять эквивалентную емкость устройства. Это даёт возможность плавно изменять реактивное сопротивление ВЛ и демпфировать субсинхронный резонанс, возникающий в сети. [6].

Синхронный компенсатор.

Синхронный компенсатор (СК) – это синхронный двигатель, работающий на холостом ходу, т.е. не выполняющий работы и не имеющий механической нагрузки на валу, который компенсирует реактивную мощность.

Статический тиристорный компенсатор

Статический тиристорный компенсатор (реактивной мощности) (СТК) или (Static Var Compensator (SVC)) – это многофункциональное статическое устройство, обеспечивающее стабилизацию напряжения и плавное или ступенчатое изменение потребляемой и (или) выдаваемой им реактивной мощности на шинах его подключения. Использование СТК в заданных узлах системы позволяет выровнять график нагрузки, уменьшить потери электроэнергии и повысить её качество при передаче по ВЛ, а также увеличить пропускную способность ВЛ.

Шунтирующий реактор

Шунтирующий реактор (ШР) – статическое устройство, потребляющее реактивную мощность за счёт большой индуктивности и относительно небольшого активного сопротивления, что снижает уровень напряжения в сети.

Применение ШР увеличивает пропускную способность ВЛ сверхвысокого напряжения за счёт компенсации избыточной реактивной мощности и поддержания напряжения на заданном уровне. Шунтирующие реакторы рассчитаны на средние, высокие и сверхвысокие напряжения и могут

присоединяться как к линии, так и подключаться к шинам подстанции (от 6 /10 кВ и выше).

Управляемые шунтирующие реакторы

Использование постоянно включённых ШР дает возможности передавать только 40-50% натуральной мощности по ВЛ из-за снижения напряжения ниже допустимых значений. Помимо этого, применение ШР ограничено в условиях суточных колебаний мощности невозможностью их коммутации в темпе процесса технологического управления из-за низкого эксплуатационного ресурса выключателей, коммутирующих реактор. Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) – электромагнитный тип реакторов, позволяющий обеспечивать требуемый уровень напряжения на ВЛ с большой зарядной мощностью, плавно регулируя индуктивность. В режимах малых и больших нагрузок параллельно с УШР подключаются батареи конденсаторов, что позволяет стабилизировать напряжение. В этом случае УШР представляет собой статический тиристорный компенсатор (СТК).

Устройства FACTS, позволяющие выполнять векторное регулирование режимных параметров U и δ , P и Q и других, относят к устройствам второго поколения. Такие устройства позволяют увеличивать пределы пропускной способности ВЛ, управлять перетоками мощности и регулировать напряжение ВЛ. Основные технические характеристики и области применения таких устройств приведены далее.

Фазоповоротное устройство

ФПУ – одно из основных устройств FACTS второго поколения, позволяющее управлять перетоками активной мощности путём изменения угла фаз между напряжениями по концам линии [7]. Принцип действия ФПУ основывается на том, что напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к междуфазному напряжению двух других фаз на угол 90° эл.

Статический компенсатор (СТАТКОМ)

СТАТКОМ является одним из основных устройств FACTS второго поколения. Как и многие устройства FACTS второго поколения, СТАТКОМ – это тиристорно-управляемый источник реактивной мощности, который позволяет поддерживать заданный уровень напряжения, управляя реактивной мощностью в точке подключения (генерируя/потребляя) без использования дополнительных потребляющих или выдающих реактивную мощность устройств.

СТАТКОМ отличается высоким быстродействием и малыми габаритами. Он принципиально способен регулировать не только величину, но и фазу напряжения в электрической сети, к которой подключен. При наличии в звене постоянного тока накопительного устройства (аккумулятор и др.) он также способен обеспечить регулирование активной мощности.

Вставка постоянного тока на преобразователях напряжения (ВПТН) Передачи и вставки постоянного тока (ППТ и ВПТ, соответственно) являются неотъемлемой частью современных ЭЭС и технологий управления ими. ВПТ - преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и далее обратно в переменный с исходной или другой частотой. [8]

Объединённый регулятор перетоков мощности (ОРПМ)

Развитие технологии полупроводниковой электроники (тиристоров GTO или IGCT и транзисторов IGBT [9]) позволило создать устройства FACTS продольной и поперечной компенсации на основе преобразователей напряжения (ПН). Это дало толчок к созданию устройства FACTS с возможностью управлять основными параметрами (перетоки мощности и напряжения) режима ЭЭС – объединённого регулятора (ОРПМ), в англоязычной литературе – Unified Power Flow Controller (UPFC) [11, 12].

2.5 Технологии мониторинга и контроля электрических сетей

Совершенствование управления энергосистемами напрямую связано с повышением темпов сбора и качества технологической информации для автоматизированных систем управления, широким применением

интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) нового поколения, к которым предъявляются повышенные требования по основным показателям качества обработки сигналов.

Для решения данной задачи предлагается использовать системы мониторинга ВЛ, которые позволяют контролировать:

1. Параметры гололеда.
2. Температуру провода.
3. Состояние подвесной изоляции.
4. Провес и пляска проводов.
5. Локацию мест дефектов.
6. Импульсы перенапряжений.

Учитывая длины линий, сложные климатические и транспортные условия задача контроля данных параметров особенно актуальна для республики Саха (Якутия). Применение подобных технологий мониторинга позволит сократить время и расходы на устранение причин неисправностей, а также создаст благоприятную почву для использования устройств управления потоками мощности.

Одним из инструментов повышения эффективности управления режимами работы являются технологии WAMS (Wide Area Measurement System), в основу которых положен принцип синхронного измерения векторных параметров электрического режима. Данные устройства является обязательными для применения в сетях ФПУ.

2.6 Основные проблемы и вызовы

В ходе анализа выявлены основные недостатки традиционного метода регулирования напряжения, существующего в России:

– актуализация графиков напряжения в контрольных пунктах происходит раз в месяц или раз в квартал, соответственно при их разработке не могут быть корректно учтены все установившиеся режима с учётом отключений, и тем более не могут быть учтены погодные условия.

– 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.

Выявлено, что 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.

– 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.

– повышает управляемость режимов работы ЭЭС. Включение в состав электроэнергетической системы устройств FACTS способно повысить управляемость режимов работы ЭЭС, переводить потоки активной мощности в линии с большим классом напряжения и увеличить степень компенсации зарядной мощности электрической сети. Кроме того, появляется возможность аккумулировать электроэнергию непосредственно в электрической сети с возвратом её в ЭЭС.

КУ установленные в Южно Якутской энергосистеме для поддержания показателей качества электроэнергии в нормально допустимых пределах, являются активно-адаптивными элементами и могут быть использованы для создания интеллектуальной сети.

3 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ

3.1 Исследование влияния устройств управления на параметры режима

3.1.1 Исследование текущей конфигурации

Зимний режим нормальный режим

При включении в работу ПС Майя без нагрузки наблюдается значительное превышение напряжения номинальных значений по стороне 220 кВ. Прирост напряжения показан на рисунке 5.

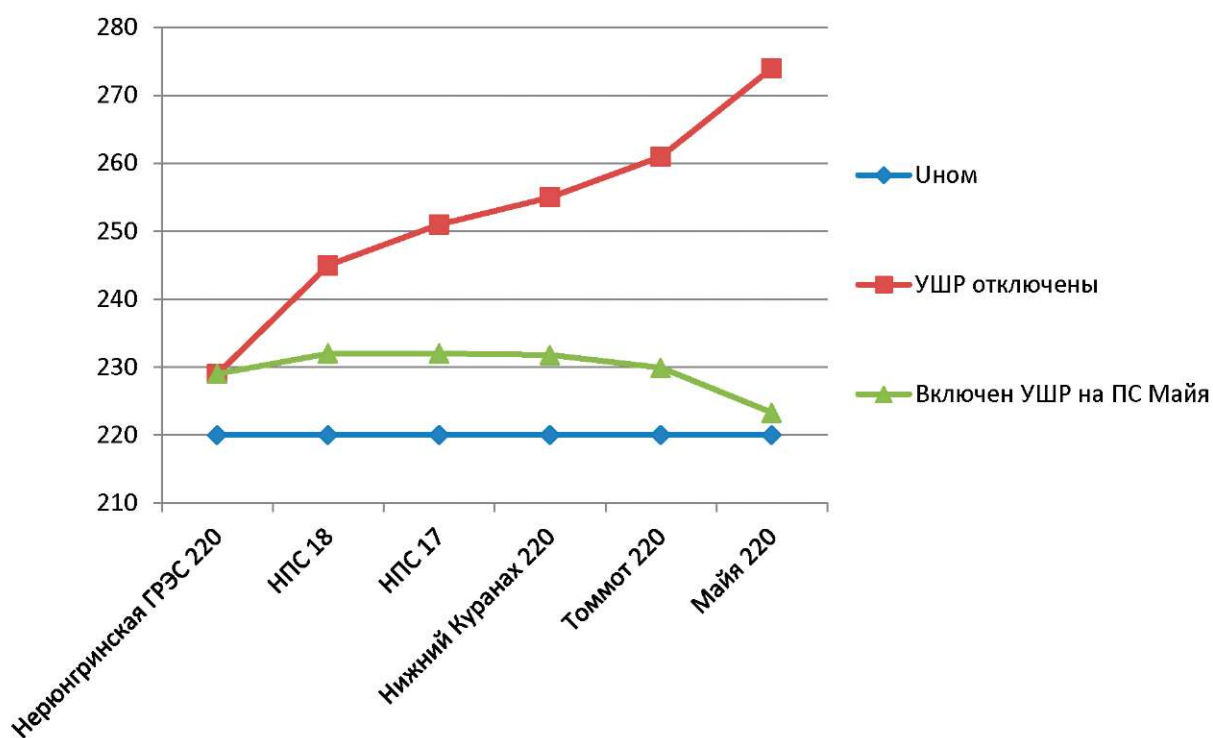


Рисунок 5 - Увеличение напряжения на участке сети 220 кВ

В качестве устройств управления режимами на рассматриваемом участке сети установлены УШРы по 100 МВар на шинах ПС 220 кВ Томмот и Майя. Далее необходимо проанализировать режимы при различных комбинациях устройств управления, за исходный принимается режим с полностью отключенными устройствами управления. На рисунке 6 представлено распределение напряжений на рассматриваемом участке в различных режимах.

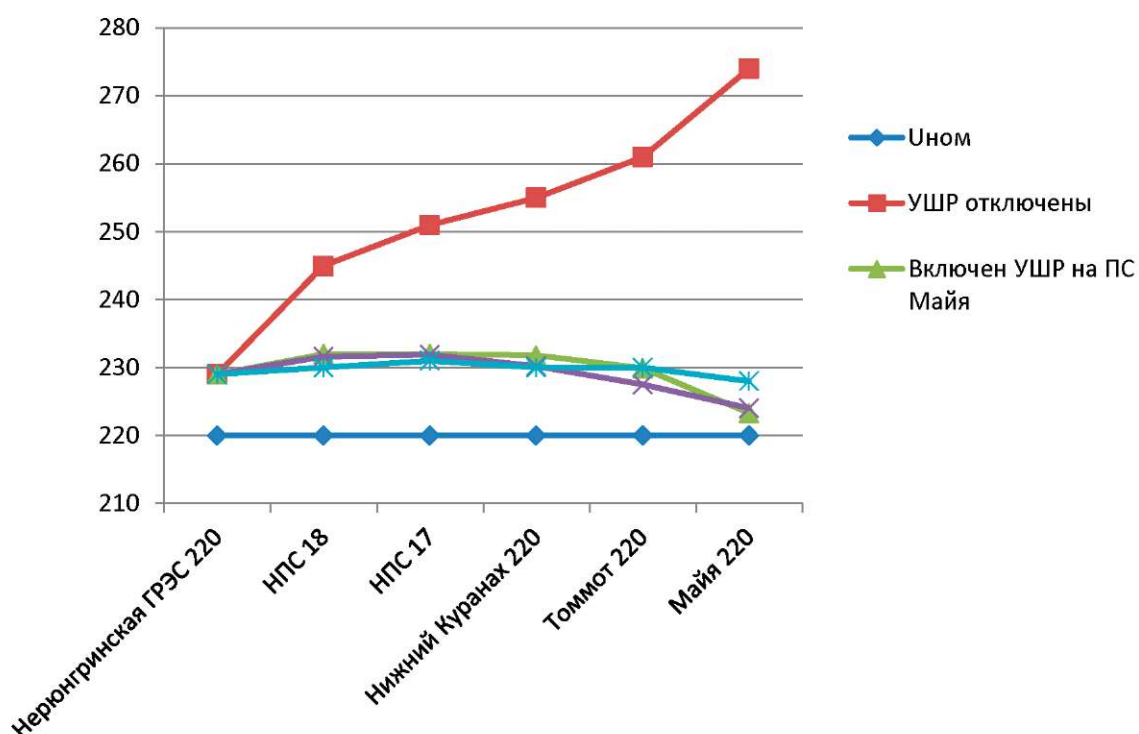


Рисунок 6 - Анализ напряжений в различных режимах

На рисунке 6 очевидно, что наиболее равномерное распределение напряжения на участке наблюдается при включении УШР на шинах 220 кВ ПС Томмот, при этом расчетная мощность устройства составляет 52,1 МВар.

Важным условием эффективного функционирования любой энергосистемы является минимум потерь полезной мощности. Далее с помощью ПК RastrWin3 [38] определим уровень потерь в каждом из режимов.

Таблица 9 – Потери активной мощности.

Напряжение, кВ	УШР отключены, МВт	Включен УШР на ПС Майя 220, МВт	УШР включены, МВт	Включен УШР на ПС Томмот 220, МВт
110	4,63	4,42	4,41	4,41
220	3,88	3	2,77	2,74
Сумма	8,51	7,42	7,18	7,15

Ситуация, обусловленная наличием наибольшего количества потерь полезной мощности, наблюдается при отключенном состоянии УШР на

обеих подстанциях, 8,51 МВт (4,63 МВт в сети 220 кВ, 3,88 МВт в сети 110 кВ). Наименьшими потерями характеризуется режим, в котором УРШ включен только на шинах 220 кВ подстанции Томмот, 7,15 МВт (2,74 МВт в сети 220 кВ, 4,41 МВт в сети 110 кВ).

Результаты для наглядности отобразим с помощью диаграммы, представленной на рисунке 7.

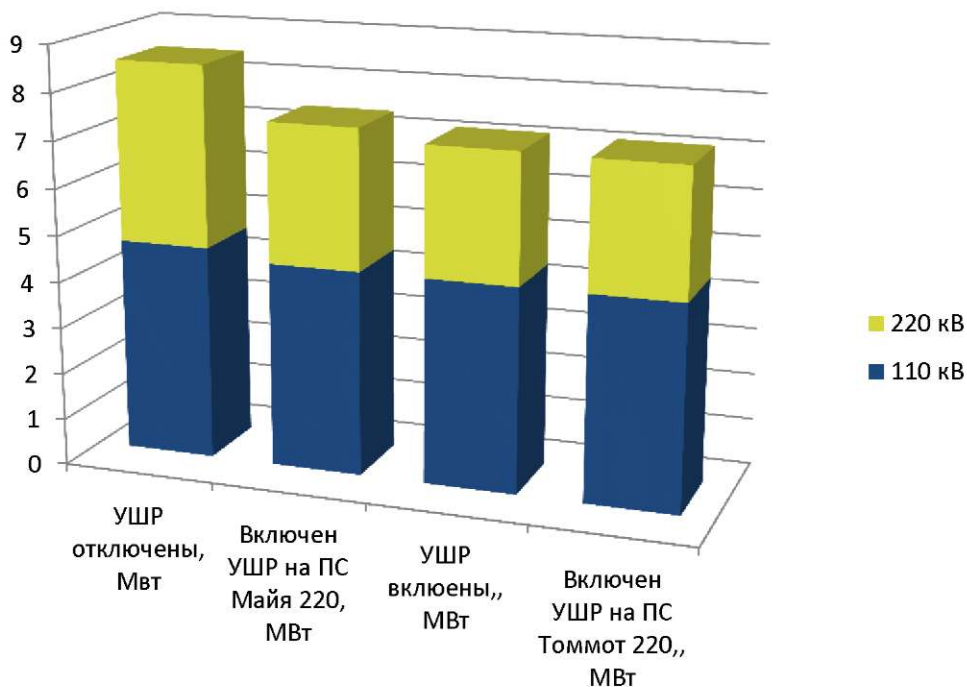


Рисунок 7 - Потери активной мощности

Произведем оценку статической устойчивости посредством утяжеления рассматриваемого режима в ПК RastrWin 3 [38]. Постепенно (с шагом в 10 МВт) будем увеличивать нагрузку ПС Майя до тех пор пока параметры режима электроэнергетической сети не достигнут максимальных значений по условиям статической устойчивости, при этом шаг по реактивной мощности нагрузки составит вдвое меньше (5 МВар).

Необходимо активировать контроль всех ограничений (по току, напряжению, активной мощности), чтобы определить истинный предел по условиям статической устойчивости. Затем, поочередно снимая контроль ограничения с различных параметров, определить какой из них наибольшим

образом препятствует расширению возможностей системы в смысле статической устойчивости.

Предельная нагрузка ПС Майя при активации контроля за величиной всех параметров режима составила $90+j45$ МВА. Максимальная нагрузка ЛЭП по условиям длительно допустимого тока составила 52,9 % (229 А) на участке сети 110 кВ ПС Большой Нимныр – ПС Малый Нимныр, ВЛ 220 кВ Томмот – Майя загружена на 19,6 % (150 А). При этом наблюдается предельное снижение напряжения на участке сети 220 кВ. Результаты расчета напряжений в ПВК RastrWin [38] представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Отклонения напряжения в утяжеленном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
НГРЭС 110 1с	110	121,00	10,00
НГРЭС 110 2с	110	121,00	10,00
ВГК	110	120,99	9,99
Дежневская	110	121,59	10,53
Денисовская	110	122,23	11,12
Чульманская ТЭЦ 110 1с	110	122,60	11,45
Чульманская ТЭЦ 110 2с	110	122,60	11,45
Инаглинская 110	110	121,46	10,42
Угольная 110	110	121,26	10,24
Хатыми 110	110	119,20	8,36
Малый Нимныр 110	110	117,48	6,80
Томмот 220 1с	220	204,69	-6,96
Томмот 220 2с	220	204,69	-6,96
Майя 220 1с	220	184,38	-12,10
Майя 220 2с	220	184,38	-12,10

Наименьшее напряжение наблюдается на ПС Майя (184,38 кВ).

Произведем расчет коэффициента запаса по напряжению K_U :

$$K_U = \frac{U - U_{сп}}{U} = \frac{184,38 - 154}{184,38} = 0,16 \quad (1)$$

U - напряжение в узле в рассматриваемом режиме;

$U_{сп}$ - критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей. [13]

Критическое напряжение в узлах нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным большей из двух величин: $0,7 \cdot U_{ном}$ и $0,75 \cdot U_{норм}$, где $U_{норм}$ - напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы. [13]

Предельным значением коэффициента запаса в утяжеленном режиме согласно [13] является $K_U = 0,15$.

Далее, используя вышеприведенный алгоритм, проанализируем зимний послеаварийный холостого хода и утяжеленный, летний холостого хода и утяжеленный, летний послеаварийный холостого хода и утяжеленный режимы участка энергосистемы.

Зимний послеаварийный режим

Послеаварийный режим получим отключением одновременно наиболее загруженной ВЛ 110 кВ, соединяющей ПС Малый Нимныр и Большой Нимныр, и одной из цепей ВЛ 220 кВ Томмот – Майя.

Величина напряжений в режиме холостого хода ПС Майя при возможных комбинациях устройств управления представлена в таблице 11 и на рисунке 10.

Таблица 11 – Напряжения на участке сети 220 кВ НГРЭС - ПС Майя

Название	U _{ном}	УШР отключены		Включен УШР на ПС Майя 220		УШР включены		Включен УШР на ПС Томмот 220	
Нерюнгринская ГРЭС 220	220	229		229		229		229	
НПС 18	220	245		232		231,6		230	
НПС 17	220	251		232		231,88		231	
Нижний Куранах 220	220	255		231,8		230,2		230	
Томмот 220	220	261		229,9		227,5		230	
Майя 220	220	274		223,3		224		228	
УШР, МВар	-	0	0	25,75	0	15,6	16	0	29,2

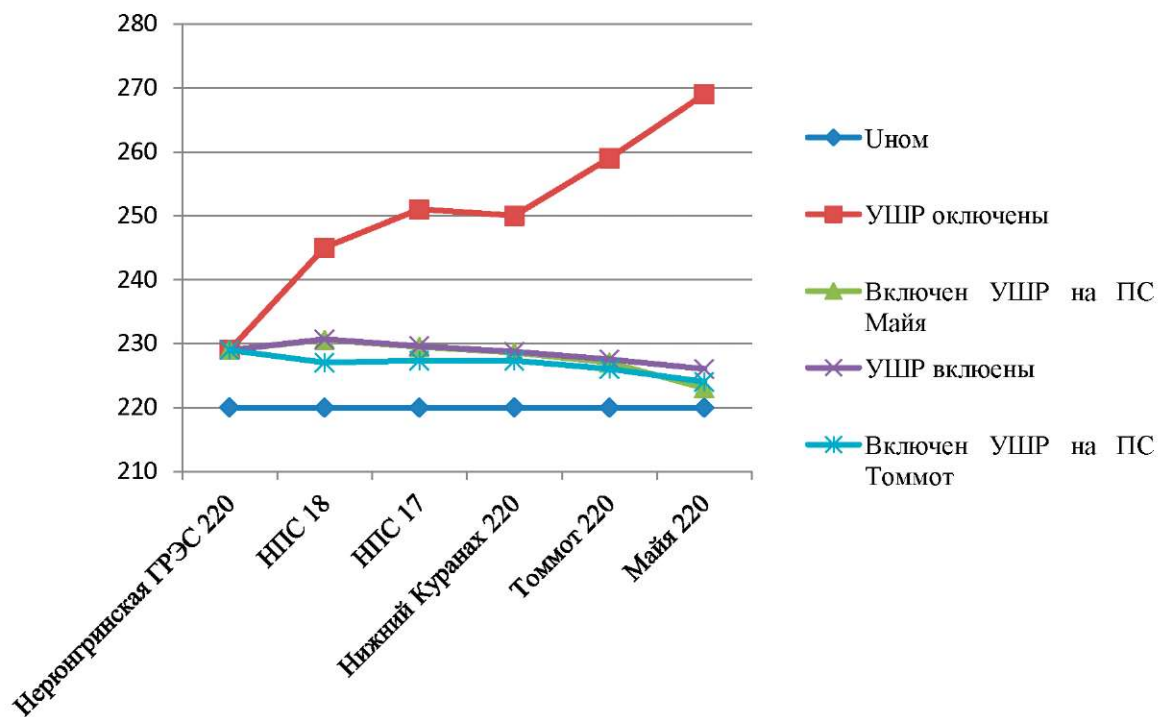


Рисунок 8. Анализ напряжений в различных режимах.

Оптимальным по величине потерь является режим со включенным УШР на шинах 220 кВ ПС Томмот. Результаты расчета потерь представлены в таблице 12 и на рисунке 9.

Таблица 12 – Потери активной мощности

Напряжение, кВ	УШР отключены, МВт	Включен УШР на ПС Майя 220, МВт	УШР включены, МВт	Включен УШР на ПС Томмот 220, МВт
110 кВ	1,08	1,14	1,15	1,14
220 кВ	5,19	4,62	4,45	4,44
Сумма	6,27	5,76	5,6	5,58

Из данных представленных в таблице 9 и на рисунке видно, что режим при включенном состоянии УШР на обеих подстанциях отличается незначительной величиной потерь полезной мощности от режима, характеризуемого включенным состоянием УШР на шинах 220 кВ ПС Томмот, поэтому в качестве оптимальных можно рассматривать оба эти режима.

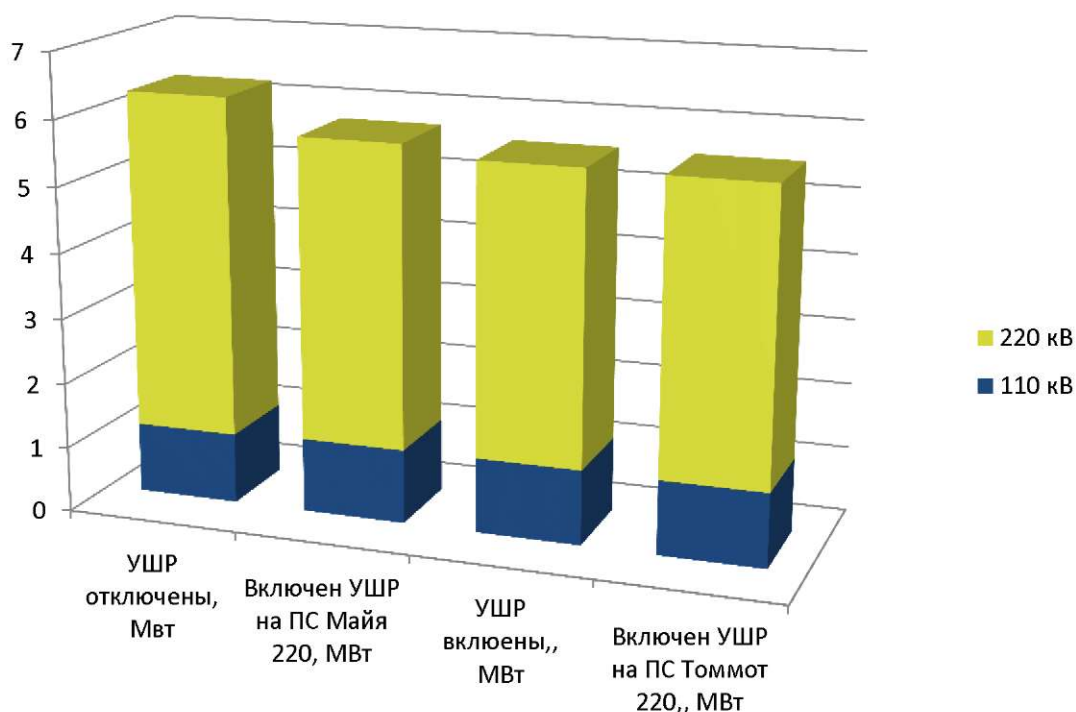


Рисунок 9 - Потери активной мощности

Увеличим нагрузку на ПС Майя до предельного по статической устойчивости значения, используя шаг 10 МВт для активной и 5 МВар для реактивной мощности, с помощью инструмента «Утяжеление» в ПВК RastrWin3 [38].

Предельная нагрузка в утяжеленном режиме составила $65+j31,2$ МВА. Статическая устойчивость в данном случае ограничивается значением напряжения. Наименьшее значение наблюдается на шинах 220 кВ ПС Майя (186,3 кВ). При этом коэффициент запаса по напряжению равен:

$$K_U = \frac{186,3 - 154}{186,3} = 0,162$$

Что соответствует минимальному значению по условиям статической устойчивости. [13]

При этом максимальная токовая загрузка ЛЭП составляет 45% (178 А) на ВЛ 110 кВ ПС Лебединый – ПС Верхний Куранах.

Летний нормальный режим.

Летний режим характеризуется значительным снижением нагрузки (2 раза меньше по сравнению с зимним), а также снижением генерации мощности в сеть. Поэтому в ходе его исследования будут появляться новые особенности.

При работе ПС Майя на холостом ходу наблюдается значительное увеличение напряжений. Поэтому определим оптимальный набор устройств управления, который позволит обеспечить нормативные значения напряжений и наиболее низкий уровень потерь. На рисунке 10 представлено распределение напряжений на рассматриваемом участке сети 220 кВ в различных режимах.

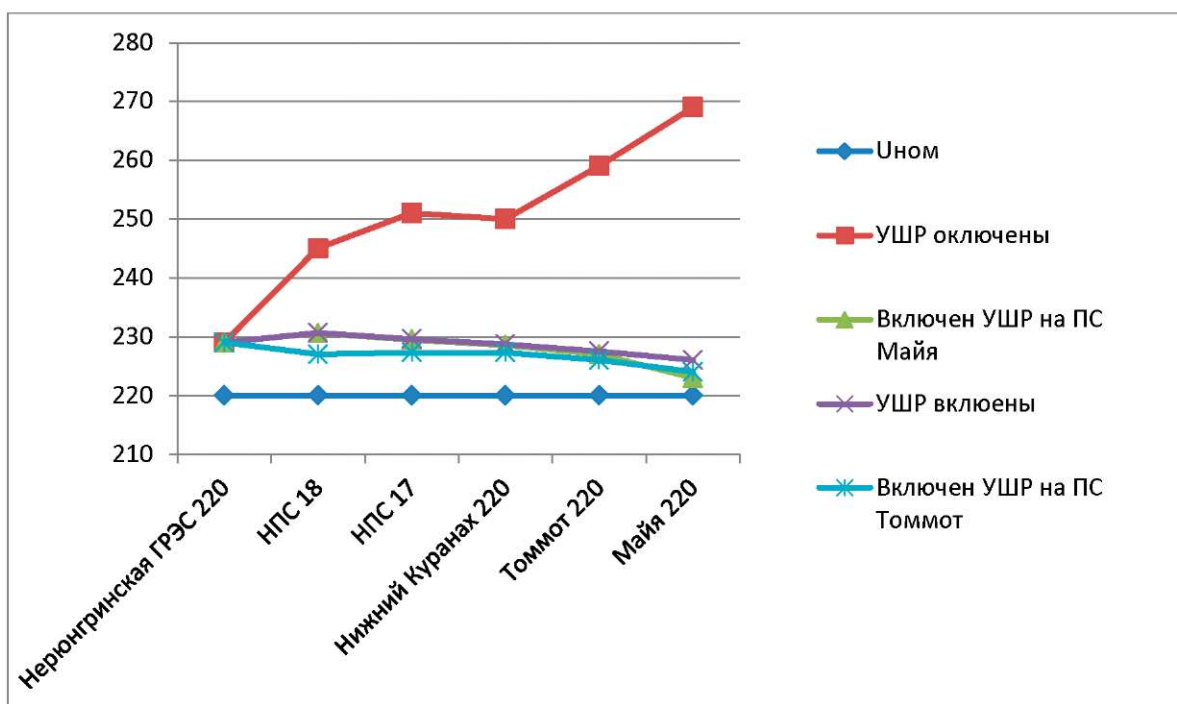


Рисунок 10 - Анализ напряжений в различных режимах.

Таблица 13 - Напряжения на участке сети 220 кВ НГРЭС - ПС Майя

Название	Уном	УШР отключены		Включен УШР на ПС Майя 220		УШР включены		Включен УШР на ПС Томмот 220	
НГРЭС 220	220	229		229		229		229	
НПС 18	220	245		230,57		230,66		228	
НПС 17	220	251		229,46		229,58		228	
Н. Куранах 220	220	250		228,55		228,7		227	
Томмот 220	220	259		227		227,5		226	
Майя 220	220	269		223		226		225	
УШР, МВар	-	0	0	36	0	17,9	18,2	0	41,2

Информация о потерях представлена на рисунке 11.

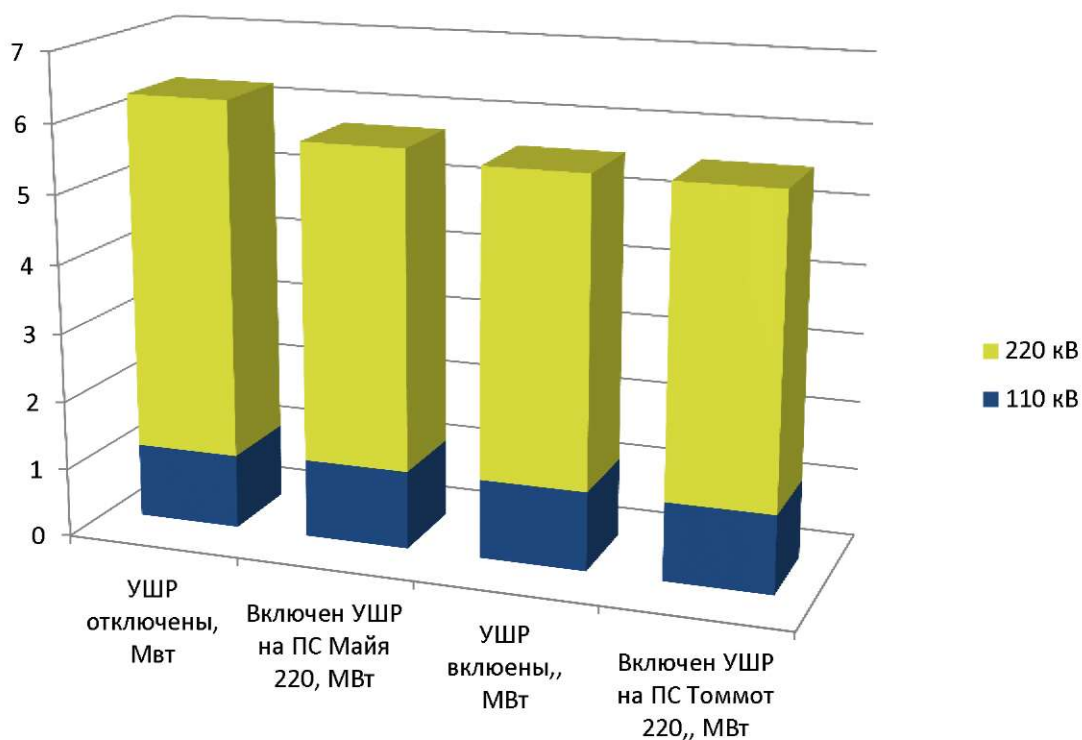


Рисунок 11 - Потери активной мощности.

В таблице 14 видно, что потери при включении УШР на ПС Томмот и при включении УШР на ПС Майя и ПС Томмот числовые значения потерь отличаются незначительно.

Таблица 14 - Потери активной мощности.

Напряжение, кВ	УШР отключены, МВт	Включен УШР на ПС Майя 220, МВт	УШР включены, МВт	Включен УШР на ПС Томмот 220, МВт
110 кВ	1,48	1,33	1,33	1,33
220 кВ	2,32	1,7	1,67	1,66
Сумма	3,8	3,03	3,00	2,99

Проведем утяжеление режима относительно ПС Майя. Предельная нагрузка в утяжеленном режиме составила $85+j22,2$ МВА. Статическая устойчивость в данном случае ограничивается значением напряжения. Наименьшее значение наблюдается на шинах 220 кВ ПС Майя (182,4 кВ). При этом коэффициент запаса по напряжению равен:

$$K_U = \frac{182,4 - 154}{182,4} = 0,152$$

Что соответствует минимальному значению по условиям статической устойчивости. [13]

При этом максимальная токовая нагрузка ЛЭП составляет 36,6% (143 А) на ВЛ 110 кВ ПС Малый Нимныр – ПС Большой Нимныр.

Летний послеаварийный режим

Летний послеаварийный режим получим путем отключения самой загруженной ВЛ 110 кВ (ПС Малый Нимныр – ПС Большой Нимныр) и одной цепи двухцепной линии электропередачи, соединяющей подстанции 220 кВ Томмот и Майя. В послеаварийном и ремонтном режимах ввиду малых нагрузок в летний период не наблюдается критических изменений. При этом достаточно заметно снижаются показатели надежности. Нахождение энергосистемы в подобном режиме продолжительное время не допустимо либо должно быть согласовано с потребителями первой и особой категории на случай перерыва электроснабжения.

Величина напряжений в режиме холостого хода ПС Майя при возможных комбинациях устройств управления представлена в таблице 15 и на рисунке 12.

Таблица 15 – Напряжения на участке сети 220 кВ НГРЭС - ПС Майя

Название	Uном	УШР отключены		Включен УШР на ПС Майя 220		УШР включены		Включен УШР на ПС Томмот 220	
НГРЭС 220	220	229		229		229		229	
НПС 18	220	245		230,57		230,66		227	
НПС 17	220	251		229,46		229,58		227,3	
Н. Куранах 220	220	250		228,55		228,7		227,3	
Томмот 220	220	259		227		227,5		226	
Майя 220	220	269		223		226		224	
УШР, МВар	-	0	0	18,03	0	10,8	10,6	0	31,24

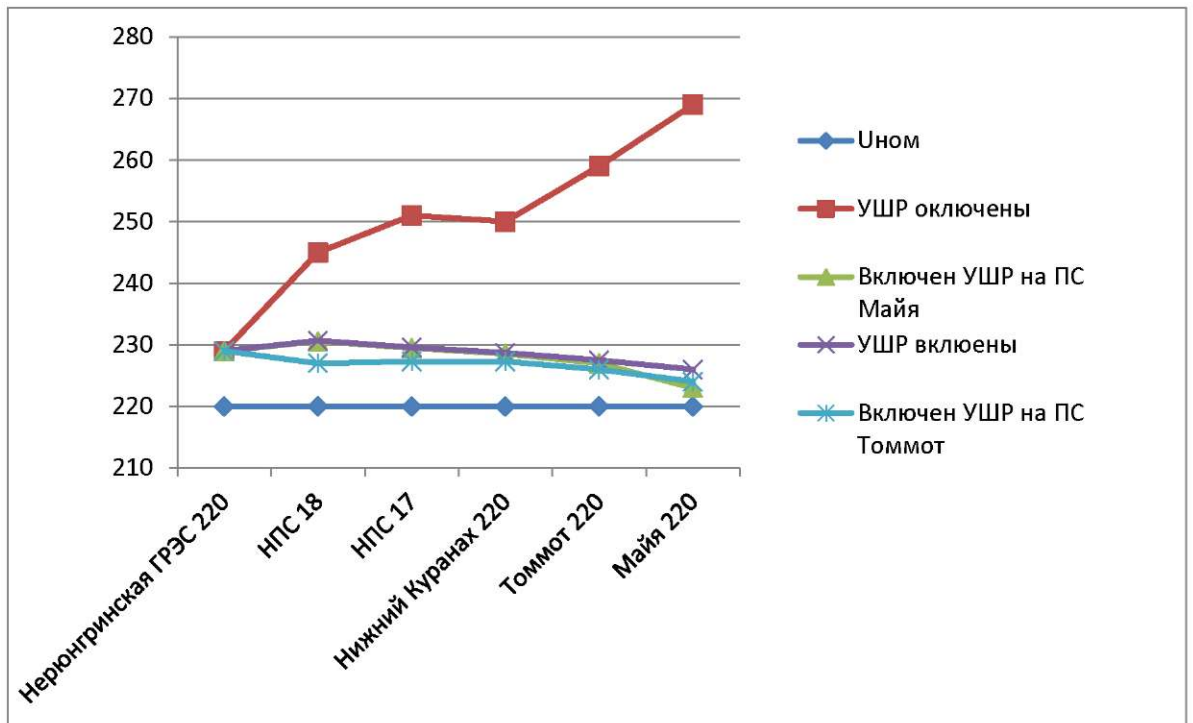


Рисунок 12 - Анализ напряжений в различных режимах.

Информация о потерях представлена на рисунке 13.

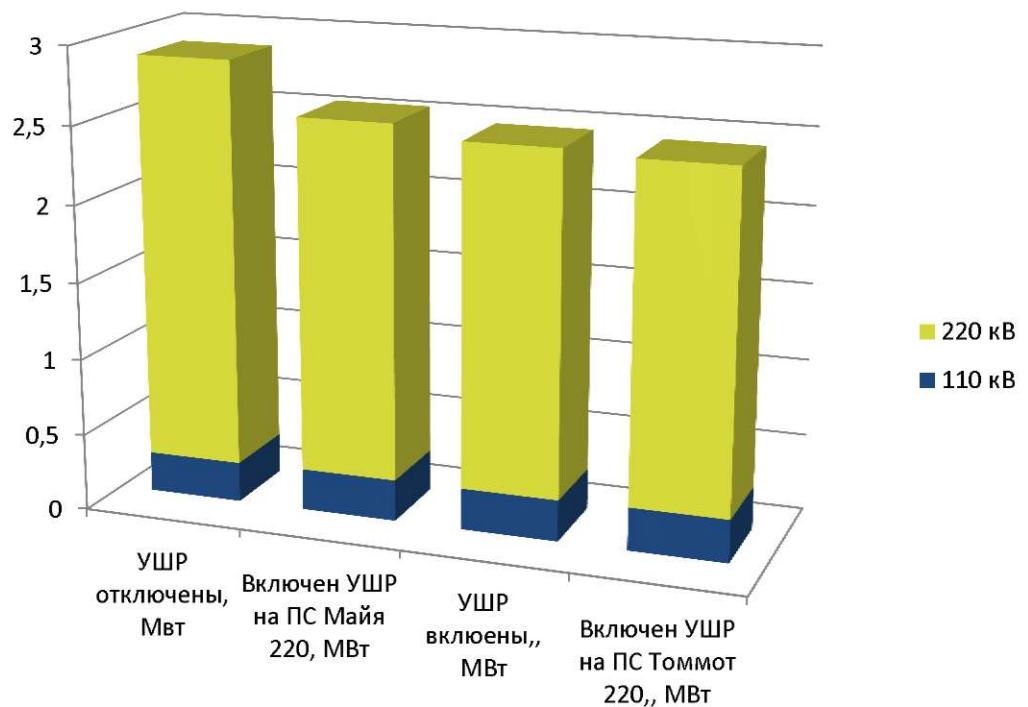


Рисунок 13 - Потери активной мощности.

В таблице 16 видно, что потери при включении УШР на ПС Томмот и при включении УШР на ПС Майя и ПС Томмот числовые значения потерь отличаются незначительно.

Таблица 16 - Потери активной мощности.

Напряжение, кВ	УШР отключены, МВт	Включен УШР на ПС Майя 220, МВт	УШР включены, МВт	Включен УШР на ПС Томмот 220, МВт
110 кВ	0,26	0,27	0,27	0,28
220 кВ	2,63	2,29	2,21	2,17
Сумма	2,89	2,56	2,48	2,45

Увеличим нагрузку на ПС Майя до предельного по статической устойчивости значения, используя шаг 10 МВт для активной и 5 МВар для реактивной мощности, с помощью инструмента «Утяжеление» в ПК RastrWin3 [38].

Предельная нагрузка в утяжеленном режиме составила 60+j30 МВА. Статическая устойчивость в данном случае ограничивается значением напряжения. Наименьшее значение наблюдается на шинах 220 кВ ПС Майя (183,3 кВ). При этом коэффициент запаса по напряжению равен:

$$K_U = \frac{183,3 - 154}{183,3} = 0,16$$

Что соответствует минимальному значению по условиям статической устойчивости. [13]

При этом максимальная токовая загрузка ЛЭП составляет 29% (200 А) на ВЛ 220 кВ ПС Томмот – ПС Майя.

В ходе исследования было выявлено, что наиболее оптимальные параметры наблюдаются при режиме, когда регуляция напряжения происходит с помощью УШР на шинах 220 кВ подстанции Томмот. При этом достигается наилучшая компенсация реактивной мощности, генерируемой в линиях. Об этом свидетельствуют близкие к номинальным значения напряжений в узлах и минимум потерь активной мощности.

Минимальный уровень потерь как в летний, так и в зимний период наблюдается в послеаварийном режиме. Основную их часть составляют потери активной мощности в линиях электропередачи.

Набольшим пределом по статической устойчивости обладает зимний нормальный режим. В целом предел передаваемой мощности ограничен провалами напряжения в узлах нагрузки, в то время как есть большой запас по длительно-допустимому току.

В дальнейшем необходимо исследовать применение FACTS – технологий, действие которых направлено на повышение предела передаваемой мощности по условиям статической устойчивости путем воздействия на напряжение в узлах нагрузки, а также способных компенсировать реактивную мощность генерируемую в линиях в режимах холостого хода и близким к ним.

3.2 Исследование применения дополнительных FACTS – технологий

3.2.1 Переключательный пункт с УПК

Применение устройства продольной компенсации рассматривается с целью повышения пропускной способности сети. Согласно методическим указаниям по устойчивости максимально допустимый переток определяется:

- 1) условиями статической устойчивости;
- 2) условием отсутствия токовой перегрузки сетевых элементов;
- 3) условиями динамической устойчивости.

Наиболее важные мероприятия, направленные на увеличение пропускной способности линии, сводятся к компенсации её электрической (волновой) длины. Для примера на рис.7.2 приведены зависимости предела по мощности P_{PP} и постоянной $BЭ$ в функции места положения устройства продольной компенсации (УПК). Из них следует, что при расположении УПК в середине линии, предел по мощности получается больше, чем при установке УПК в начале линии. Размещению УПК ближе к концу линии соответствуют большие значения пропускной способности по сравнению с расположением УПК ближе к началу линии.

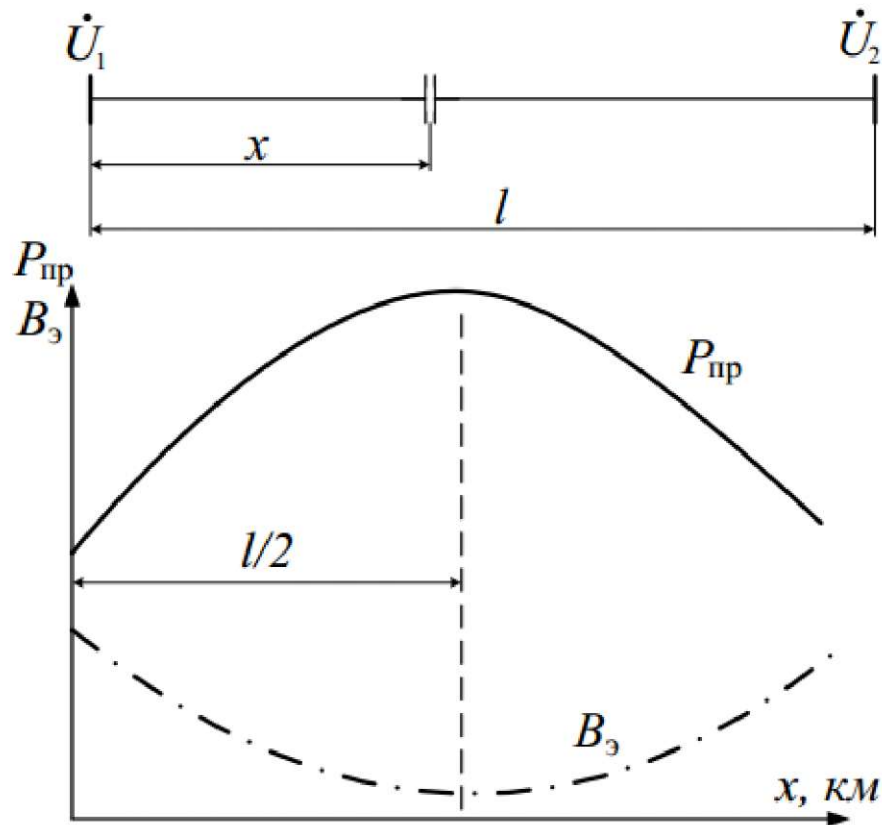


Рисунок 14 - Зависимость предельной мощности от места расположения УПК
Ток электропередачи, соответствующий её пропускной способности

$$I = \frac{P_{пр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi} \quad (2)$$

Где:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии;

$\cos \phi = 0.9 \div 0.95$ – коэффициент мощности для протяженных электропередач сверхвысокого напряжения. Для УПК обычно используют конденсаторы типа КПМ (конденсаторы продольные масляные). Их номинальный ток $I_{ном.к}$, напряжение $U_{ном.к}$, сопротивление x_c и мощность $Q_{ном.к}$, известны. Если принять, что номинальный ток батареи конденсаторов УПК равен току передачи, то можно найти число параллельно n и последовательно m включенных конденсаторов.

$$n = \frac{I}{I_{\text{НОМ.К}}} \quad (3)$$

$$m = \frac{x_c \cdot n}{x_c} \quad (4)$$

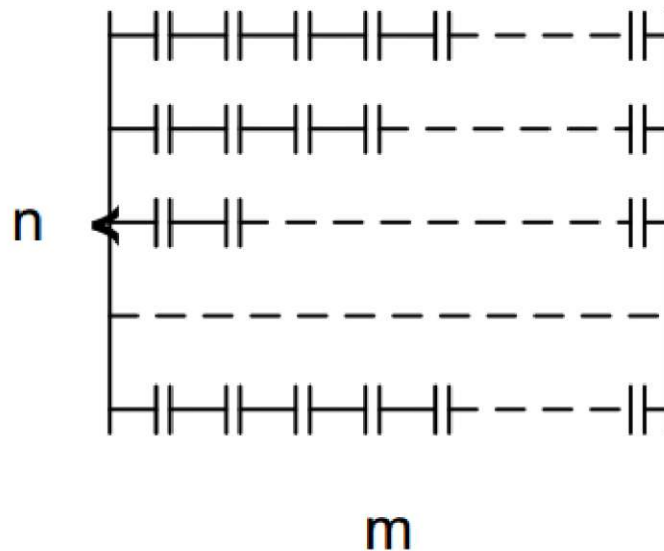


Рисунок 15 - Схема включения батарей конденсаторов

Номинальный ток и номинальное напряжение УПК будут соответственно равны:

$$I_{\text{НОМ.УПК}} = nI_{\text{НОМ.К}} \quad (5)$$

$$U_{\text{НОМ.УПК}} = mU_{\text{НОМ.К}} \quad (6)$$

Установленная мощность конденсаторов УПК:

$$Q_{\text{НОМ.УПК}} = 3nmQ_{\text{НОМ.К}} \quad (7)$$

Конденсаторы УПК допускают перегрузки по току и напряжению в течение определенного времени без снижения их срока службы.

Произведем расчет УПК на ВЛ 500 кВ ПС Хехцир – Приморская ГРЭС.

Исходные данные:

$U_{ном} = 220$ кВ; провод 3хАС-300/66; $L = 434,7$ км; $k=0,2$.

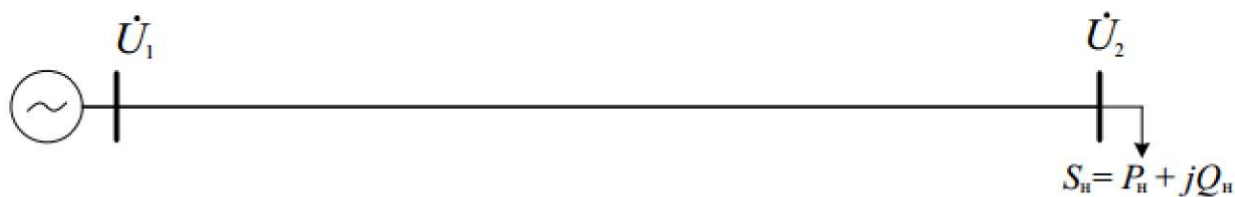


Рисунок 16 - Схема передачи.

Для линии без потерь определим следующие волновые параметры:

1) волновое сопротивление передачи:

$$z_e = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{0,429}{2,64 \cdot 10^{-6}}} = 403,11 \text{ ом} \quad (8)$$

2) коэффициент фазы:

$$\alpha_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0} = \sqrt{0,429 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6}} = 1,064 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км} \quad (9)$$

3) волновая длина передачи:

$$\lambda = \alpha_0 \cdot L = 1,064 \cdot 10^{-3} \cdot 434,7 = 0,462 \text{ рад} \quad (10)$$

Сопротивление устройства компенсации, необходимое для обеспечения заданной степени продольной компенсации:

$$x_k = k \cdot x_L = 0,2 \cdot 0,429 \cdot 434,7 = 37,29 \text{ ом} \quad (11)$$

Определим предел пропускной способности передачи:

$$P_{np} = \frac{U_{ном}^2}{z_c} = \frac{220^2}{403,11} = 120,1 \text{ МВт} \quad (12)$$

Выберем основные параметры УПК. Максимальный ток передачи, соответствующий её пропускной способности:

$$I = \frac{P_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi} = \frac{120,1}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,9} = 350,2 \text{ А} \quad (13)$$

Примем однофазные стандартные конденсаторы для снижения потерь напряжения, включаемые последовательно в каждую фазу, типа КС 2А-0,66 – 40 мощность 40 квар, $U_{ном} = 0,66 \text{ кВ}$ соответственно сопротивление и номинальный ток одного конденсатора определяются следующим образом [19]:

$$x_c = \frac{U_{ном,к}^2}{Q_{ном,к}} = \frac{660^2}{40000} = 10,89 \text{ Ом} \quad (14)$$

$$I_k = \frac{Q_{ном,к}}{U_{ном,к}} = \frac{40000}{660} = 66,61 \text{ А} \quad (15)$$

Число параллельно и последовательно включенных батарей конденсаторов:

$$n = \frac{I}{I_{ном,к}} = \frac{350,2}{66,61} \approx 6 \quad (16)$$

$$m = \frac{x_k \cdot n}{x_c} = \frac{37,29 \cdot 6}{10,89} \approx 22 \quad (17)$$

$$Q_{ном,упк} = 3nmQ_{ном,к} = 3 \cdot 6 \cdot 22 \cdot 40 = 15,84 \text{ МВАр} \quad (18)$$

Выбор шунтирующих реакторов.

Мощность реакторов на линиях передач переменного тока определяется из условий работы в режимах холостого хода. Для обеспечения желаемого распределения напряжения вдоль линии их целесообразно размещать равномерно. Однако единичная стоимость компенсирующих устройств резко увеличивается при уменьшении их мощности, кроме того, компенсирующие устройства требуют использования дорогостоящего оборудования для присоединения. Это обычно исключает возможность равномерно распределенной компенсации и реакторы устанавливаются на подстанциях или переключательных пунктах. Напряжение на открытом конце линии больше, чем в ее начале, причем разница зависит от длины ЛЭП.

Для компенсации зарядной мощности ВЛ 220-1150 кВ применяются шунтирующие реакторы, число которых выбирается исходя из 70-120% компенсации зарядной мощности. [26]

Зарядная мощность линии равна:

$$Q_{зар} = 2P_{нат} \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} = 2 \cdot 120,1 \cdot \operatorname{tg} \frac{0,462}{2} = 56,49 \text{ Мвар} \quad (19)$$

По номинальному напряжению и максимальному соответствию найденной зарядной мощности выбираем реализацию каждого реакторного пункта в виде двух групп 3 РОДЦ–60000/230, с общей мощностью:

$$Q_p = 2 \cdot 3 \cdot Q = 2 \cdot 3 \cdot 60 = 360 \text{ МВАр}$$

Как видно, и в этом случае будет иметь место перекомпенсация ЛЭП, однако управляющих пункт поможет отрегулировать устройство таким образом чтобы добиться оптимальных параметров.

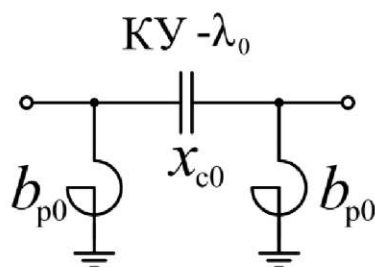


Рисунок 16 - Схема УПК

Используя полученные в ходе расчета данные, проверим влияние установки УПК в середину ЛЭП 220 кВ Томмот – Майя. Установка устройства продольной компенсации в середину линии является наиболее оптимальным решением, так как это позволит сократить волновую и физическую длину линии, а также получить наиболее оптимальное распределение напряжения, снизить зарядную мощность и повысить пропускную способность линии. Все вышеперечисленные положительные влияния приведут в совокупности к повышению предела по статической устойчивости линии и участка в целом, что является крайне важным фактором для межсистемной линии электропередачи.

Далее произведем серию расчетов режимов в ПВК RastrWin 3 [38]. В том числе определим предел по статической устойчивости в различных режимах.

Зимний режим.

В режиме холостого хода линии 220 кВ Томмот – Майя напряжение на участке сети 220 кВ без использования устройств управления поднимается до значений намного превышающие критические. При включение УШР на ПС Томмот (48,7 Мвар) и ПС Майя (46,9 Мвар) ситуация нормализуется. Также ограничивать рост напряжения позволяют реакторы установленные в середине линии. Распределение напряжений на участке сети 220 кВ представлены на рисунке 17.

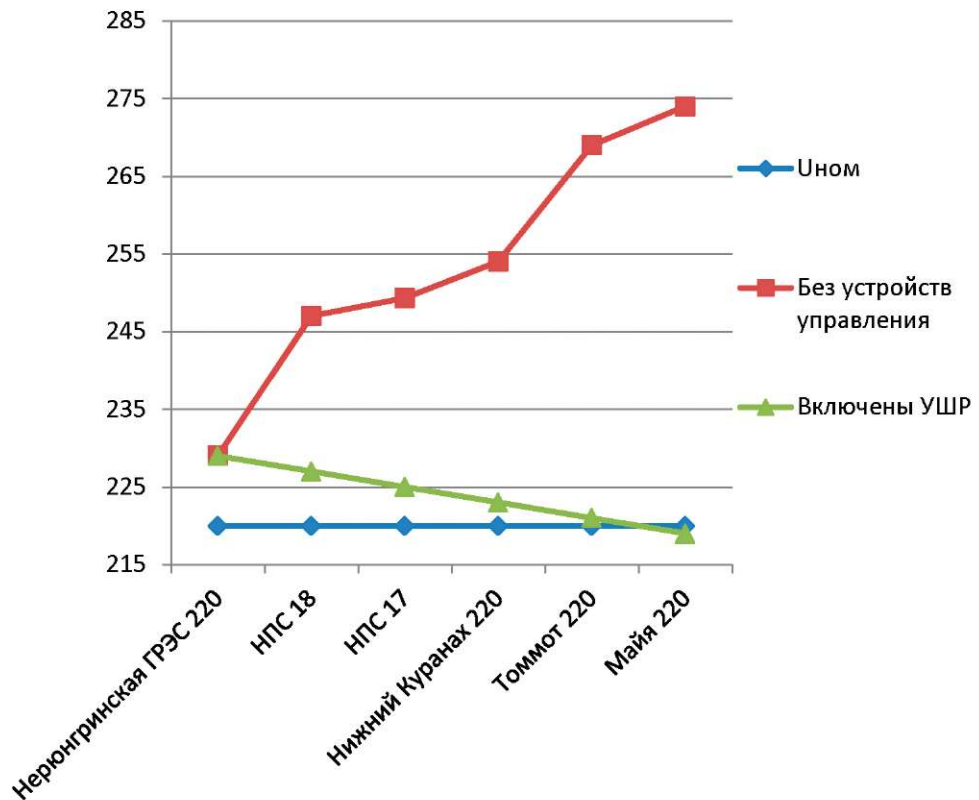


Рисунок 17 - Исследование уровня напряжения

На рисунке 17 очевидно, что мощности установленных управляемых шунтирующих реакторов достаточно для регулирования напряжения в данном режиме.

Далее необходимо произвести расчет потерь с учетом установки УПК, так произошла компенсация реактивного сопротивления ЛЭП 220 кВ Томмот – Майя на величину $X_{c(УПК)}$, что уже само по себе приводит к снижению потерь полезной мощности и повышению пропускной способности.

Суммарные потери активной мощности на участке сети НГРЭ – ПС Майя составили 5,67 МВт, что меньше уровня потерь в аналогичном режиме без устройства УПК (7,18 МВт), рисунок 18.

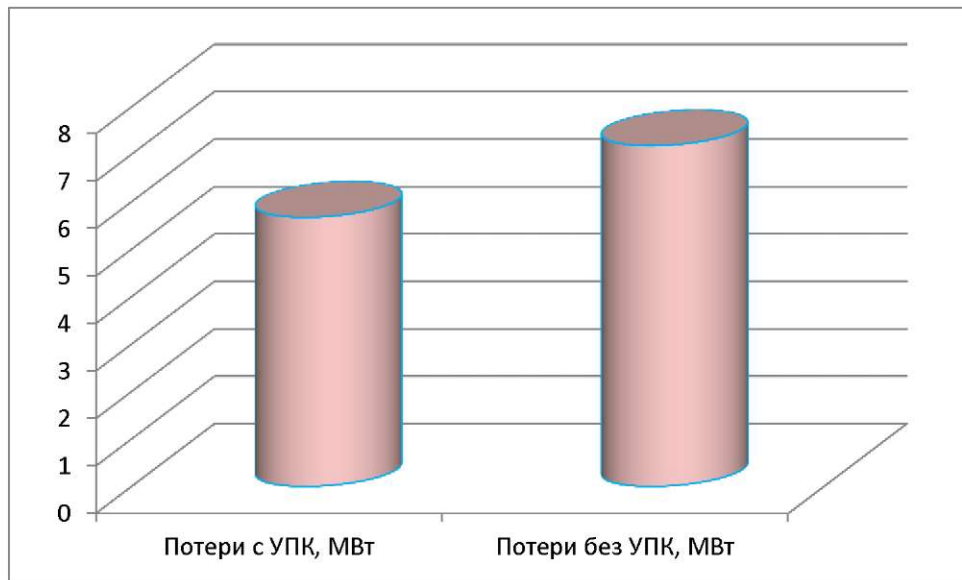


Рисунок 18 - Соотношение потерь полезной мощности.

Проведем оценку предела по статической устойчивости передаваемой мощности с помощью инструмента утяжеление. Пошагово (с шагом по активной мощности 10 МВт и по реактивной – 5 Мвар) будем увеличивать нагрузку на ПС Майя до тех пор, пока не достигнем предела по статической устойчивости по одному из параметров (активной мощности, напряжению, токовой загрузки ЛЭП). В результате утяжеления режима относительно ПС Майя предельная по статической устойчивости мощность, передаваемая по линии, составит $118+j56$ МВА, что значительно превышает передаваемую мощность в аналогичном режиме без УПК ($90+j40$ МВА). Предел по статической устойчивости обусловлен снижением напряжения на ПС Майя (183,5 кВ, что является предельным по статической устойчивости значением).

Послеаварийный режим получим отключением одной цепи ВЛ 220 кВ Томмот – Майя, а также отключением самой загруженной ЛЭП 110 кВ Лебединый – Верхний Куранах. При этом предел по передаваемой мощности повысился по сравнению с аналогичным режимом без УПК и составил $90+j20$ МВА.

Летний режим.

Летний режим охарактеризован специальными условиями: снижением нагрузок, повышением температуры воздуха и отключенным состоянием некоторых электроустановок (см. п. 1.3). Поэтому необходимо выполнить аналогичную серию расчетов и для летнего режима. В режиме холостого хода линии 220 кВ Томмот – Майя потери активной мощности снизились по сравнению с аналогичным режимом без УПК и составили 2,96 МВт.

Проведем утяжеление режима относительно ПС Майя. Предельная нагрузка в утяжеленном режиме составила $98+j54,2$ МВА. Статическая устойчивость в данном случае ограничивается значением напряжения. Наименьшее значение наблюдается на шинах 220 кВ ПС Майя (183,4 кВ). Что превышает значения, полученные при исследовании аналогичного режима без УПК.

Послеаварийный режим получим путем отключения одной цепи ВЛ 220 кВ Томмот – Майя, а также отключением самой загруженной ЛЭП 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимнир. При этом предел по передаваемой мощности повысился по сравнению с аналогичным режимом без УПК и составил $62+j31$ МВА.

Таким образом использование устройства продольной компенсации, включенного в середину линии, позволяет снизить потери активной мощности как в режиме холостого хода, так и при предельной загрузке ВЛ за счет компенсации реактивного сопротивления. Также удастся повысить предел передаваемой мощности и увеличить показатели статической устойчивости.

3.2.2 СТАТКОМ

СТАТКОМ может применяться для решения следующих задач:

- стабилизация и регулирование напряжения;
- компенсация реактивной мощности;
- симметрирование нагрузки, путем потребления активной мощности из одной фазы и выдачи ее в другую;

- демпфирование колебаний в энергосистеме, поскольку СТАТКОМ обладает высоким быстродействием;

- активная фильтрация напряжения, что объясняется возможностью формирования не только напряжения гармонической формы, но и полигармонической, требуемой для компенсации соответствующих паразитных гармоник в сети;

- сглаживание графиков нагрузок, при наличии накопителя энергии большой емкости на стороне выпрямленного напряжения.

Заметка. Объединение двух фаз позволяет, в отличие от СТК, осуществлять межфазовый обмен мощностью, что снижает установленную мощность реакторного (до 15–20%) и конденсаторного оборудования (до 10%) от мощности установки.

Устройство СТАТКОМ в общем случае содержит:

1) статический преобразователь, способный работать в различных режимах потребления и генерации активной и реактивной мощности и обычно располагающийся в закрытом помещении;

2) согласующий трансформатор для подключения к шинам высокого напряжения;

3) звено постоянного тока (выпрямленного напряжения), обеспечивающее стабильность тока (напряжения) для реализации модуляции синусоидальных токов (напряжений);

4) пассивные фильтры, для обеспечения синусоидальности фазных токов.

СТАТКОМ – устройство, позволяющее как генерировать реактивную мощность в сеть, так и производить ее отбор в необходимых количествах. При этом обеспечивая необходимое качество электроэнергии, повышая пропускную способность и благоприятно влияя на статическую устойчивость системы.

Данные устройства серийно не выпускаются, поэтому у заказчика появляется возможность приобретать необходимое количество и

конфигурацию модулей, исходя из принятых технических решений. В данном случае, на участке сети Нерюнгринская ГРЭС – подстанция Майя целесообразно дополнить управляемые шунтирующие реакторы, установленные на шинах 220 кВ подстанций Томмот и Майя, необходимым количеством конденсаторных батарей. Связав устройства единым блоком управления, удастся получить СТАТКОМ, и тем самым сократить затраты на переоборудование ПС. Мощность конденсаторных батарей необходимо принять равной мощности установленных УШР (по 100 Мвар), для того чтобы устройство работало корректно.

Следующим шагом смоделируем СТАТКОМ в ПВК RastrWin [38] 3, проверим его влияние на параметры режима в различных условиях работы. Проверку будет проводить по алгоритму, примененному выше, то есть расчет в режиме холостого хода ЛЭП 220 кВ Томмот – Майя и в утяжеленном режиме.

Зимний режим

В режиме холостого хода линии электропередачи 220 кВ Томмот – Майя увеличение зарядной мощности влечет за собой увеличение напряжения, которые удастся отрегулировать СТАТКОМом, при этом устройство работает в режиме потребления реактивной мощности. На рисунке 19 представлен график, показывающий общую ситуацию.

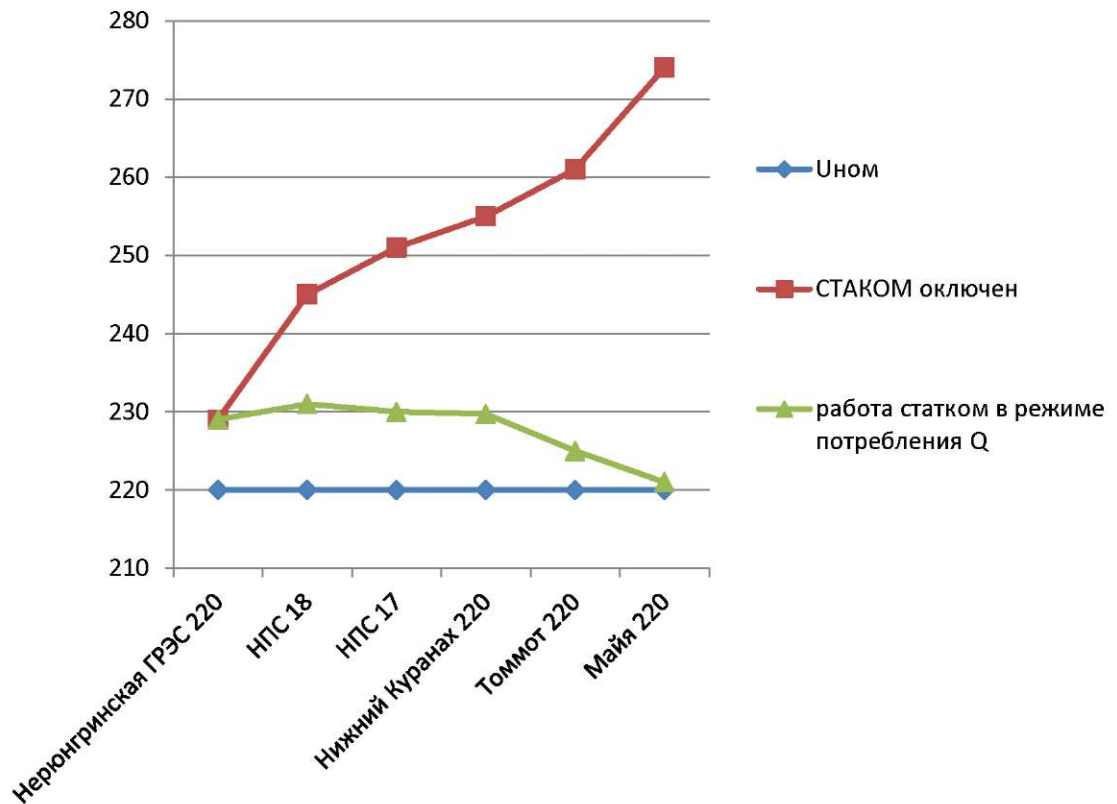


Рисунок 19 - Значения напряжения на участке сети 220 кВ.

При этом суммарные потери активной мощности составили 7,18 МВт

В утяжеленном режиме максимальная нагрузка подстанции Майя составила $150+j74$ МВА, что значительно превышает предыдущие показатели. При этом расчетное напряжение на шинах 220 кВ подстанции равно 223,1 кВ, таким образом предел по напряжению не достигнут. Максимальная токовая нагрузка составляет 261 А и наблюдается на линии 110 кВ Большой Нимныр – Малый Нимныр (66,9 %). Ток нагрузка ЛЭП 220 кВ Томмот – Майя равна 197 А, что составляет 28,7 % от предельной. СТАКОМ работает в режиме генерации реактивной мощности, на ПС Томмот $Q_c = 54$ Мвар, на ПС Майя $Q_c = 50$ Мвар.

Далее произведем проверку предела по статической устойчивости.

Согласно [13] коэффициент запаса по активной мощности k_p равен:

$$k_p = \frac{P_{np} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{np}} \quad (20)$$

P_{np} - предельный по аperiodической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

P - переток в сечении в рассматриваемом режиме, $P > 0$;

$\Delta P_{нк}$ - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне).

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности устанавливается для каждого сечения энергосистемы (в том числе частичного) по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{нк} = k \cdot \sqrt{\frac{P_n - P_k}{P_n + P_k}} \quad (21)$$

сторон рассматриваемого сечения. Коэффициент k принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.

Принимаем $k = 0,75$, $P_n = 154 \text{ МВт}$, $P_k = 154 \text{ МВт}$, $P_{np} = 240,2 \text{ МВт}$.

$$\Delta P_{нк} = 0,75 \cdot \sqrt{\frac{154 - 150}{154 + 150}} = 0,178 \text{ МВт}$$

$$k_p = \frac{240,2 - (150 + 0,178)}{240,2} = 0,375$$

Предельным по условиям статической устойчивости является $k_p = 0,20$.

[13]

Аналогичным образом произведем расчет параметров в зимнем послеаварийном режиме, результаты которого представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчет послеаварийного зимнего режима.

Предел передаваемой мощности, МВА	90+j45
Максимальная токовая загрузка ЛЭП 220 кВ Томмот - Майя, А/%	331/47,9
Минимальное напряжение, кВ (ПС)	226,4 (Майя)
Мощность СТАТКОМ, Мвар (ПС)	34 (Томмот); 40 (Майя)
k_p	0,22

В после аварийном режиме предел по статической устойчивости определяется коэффициентом запаса по активной мощности.

Летний режим.

По схожему алгоритму проведем проверку в летнем режиме, при это данные расчета отобразим в таблице 18 и 19.

Таблица 18 – Результаты расчета летнего нормального режима

Предел передаваемой мощности, МВА	140+j70
Максимальная токовая загрузка ЛЭП 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр, А/%	173/44,1
Минимальное напряжение, кВ (ПС)	218,4 (Майя)
Мощность СТАТКОМ, Мвар (ПС)	42 (Томмот); 38 (Майя)
k_p	0,41

Таблица 19 – Результаты расчета летнего послеаварийного режима

Предел передаваемой мощности, МВА	90+j45
Максимальная токовая загрузка ЛЭП 220 кВ НПС 18 - НГРЭС, А/%	228/40,9
Минимальное напряжение, кВ (ПС)	219,4 (Майя)

Мощность СТАТКОМ, Мвар (ПС)	32 (Томмот); 28 (Майя)
k_p	0,22

3.3 Анализ полученных результатов

В ходе исследования влияния установки устройств управления режима на участке сети 220 кВ было следующее:

1) УШР, установленные на шинах ПС 220 кВ Томмот и Майя справляются с повышением напряжения в режиме холостого хода линии 220 кВ Томмот – Майя;

2) Установка УПК позволяет снизить потери активной мощности, передаваемой по линии, а также значительно увеличить максимально возможный переток;

3) Установка СТАТКОМ позволяет передавать большое количество мощности (значение близко к натуральной мощности), положительно влияет на регулирование напряжения в различных режимах, позволяя поддерживать номинальный уровень напряжения как в режиме холостого хода, так и в режиме наибольших нагрузок.

Подробный анализ параметров режимов представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Данные расчетов режима

Режим	Параметр	УШР	УПК	СТАТКОМ
Зимний нормальный	Потери активной мощности, МВт	7,18	5,67	7,18
	Максимальный переток, МВА	90+j45	118+j56	150+j74
	Напряжение, кВ	184,38	183,5	223,1
Зимний послеаварийный	Потери активной мощности, МВт	5,58	4,23	5,58
	Максимальный переток, МВА	65+j31,2	90+j20	150+j74
	Напряжение, кВ	186,3	182,9	223,1
Летний нормальный	Потери активной мощности, МВт	2,99	2,96	2,99
	Максимальный переток, МВА	85+j22,2	98+j54,2	90+j45
	Напряжение, кВ	182,4	183,4	226,4
Летний послеаварийный	Потери активной мощности, МВт	2,45	2,4	2,45
	Максимальный переток, МВА	60+j30	62+j31	90+j45
	Напряжение, кВ	183,3	183	219,4

На основании исследования было принято решение для повышения качества управления использовать установку СТАТКОМ на шинах 220 кВ подстанций Томмот и Майя, так как это имеет возможность автоматического регулирования параметров режима при различных сценариях работы энергосистемы: холостой ход, максимальная загрузка, резко переменная нагрузка, тяговая нагрузка, что очень важно для соединения с энергорайоном Центральной Якутии, где преобладает добывающая промышленность. Также требуется лишь частичная модернизация уже установленных устройств, что позволит получить выдающийся экономический эффект.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) является обязательной частью проектирования новой или модернизации уже существующей электрической сети. По данным расчета ТКЗ далее будем производить проверку выбранного оборудования по различным параметрам (динамическая стойкость, нагрев и т.д.) [16].

При расчетах токов КЗ допускается не учитывать [16]:

1) сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных генераторов, компенсаторов и электродвигателей, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;

2) ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;

3) насыщение магнитных систем электрических машин;

4) поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330–500 кВ, если их длина не превышает 150 км.

Расчет периодической составляющей тока КЗ допускается производить, не учитывая активные сопротивления элементов электроэнергетической системы, если результирующее эквивалентное сопротивление относительно точки КЗ не превышает 30% результирующего эквивалентного индуктивного сопротивления.

Схема замещения электроэнергетической системы представляет собой совокупность схем замещения ее отдельных элементов, соединенных между собой в той же последовательности, что и на расчетной схеме [16].

Для проведения расчётов ТКЗ необходимо иметь расчётную схему электрической сети рассматриваемой энергосистемы. На основе расчетной схемы составляют схему замещения электроэнергетической системы. Составление схемы замещения и расчёт её параметров выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 [16]

Токи короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС Томмот и Майя рассчитаем с помощью программы RastrWin3 [38]. Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода. Параметры схем замещения вводятся в именованных единицах. Для генераторов нужно указать номер агрегата «N агр» и номер узла «N узла», к которому присоединен агрегат. Колонку ЭДС генератора, для расчета ТКЗ «Е» заполняем значениями, полученными в результате соответствующего расчёта.

Предварительно необходимо определиться с эквивалентом электрической сети, а также произвести расчет параметров схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов вводятся в ПВК RastrWin 3 в таблицах «Ветви/Несим/ИД» и «Генератор/Несим». В RastrWin 3 место заземления нейтрали в расчётной схеме обозначается в таблице «Узы/Несим/ИД» в графе Тип0. Значение «зак» – представляет собой землю в нулевой последовательности. Значение «у» – представляет собой не заземлённый узел в нулевой последовательности [38].

Порядок расчета ТКЗ в программе RastrWin 3:

1. Создать новый файл типа «динамика.rst».
2. В таблицы «Узы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим/ИД» необходимо ввести исходные данные, полученные во время расчета параметров схемы замещения в именованных единицах.
3. В таблице «Состав/Несим» необходимо задать место и тип несимметрии
4. Произвести расчет путем нажатия кнопки ТКЗ, расположенной на панели задач в окне программного комплекса.
5. Перенести данные расчета на графическую схему (рисунок 20) и сохранить, используя тип файла «графика.grf».

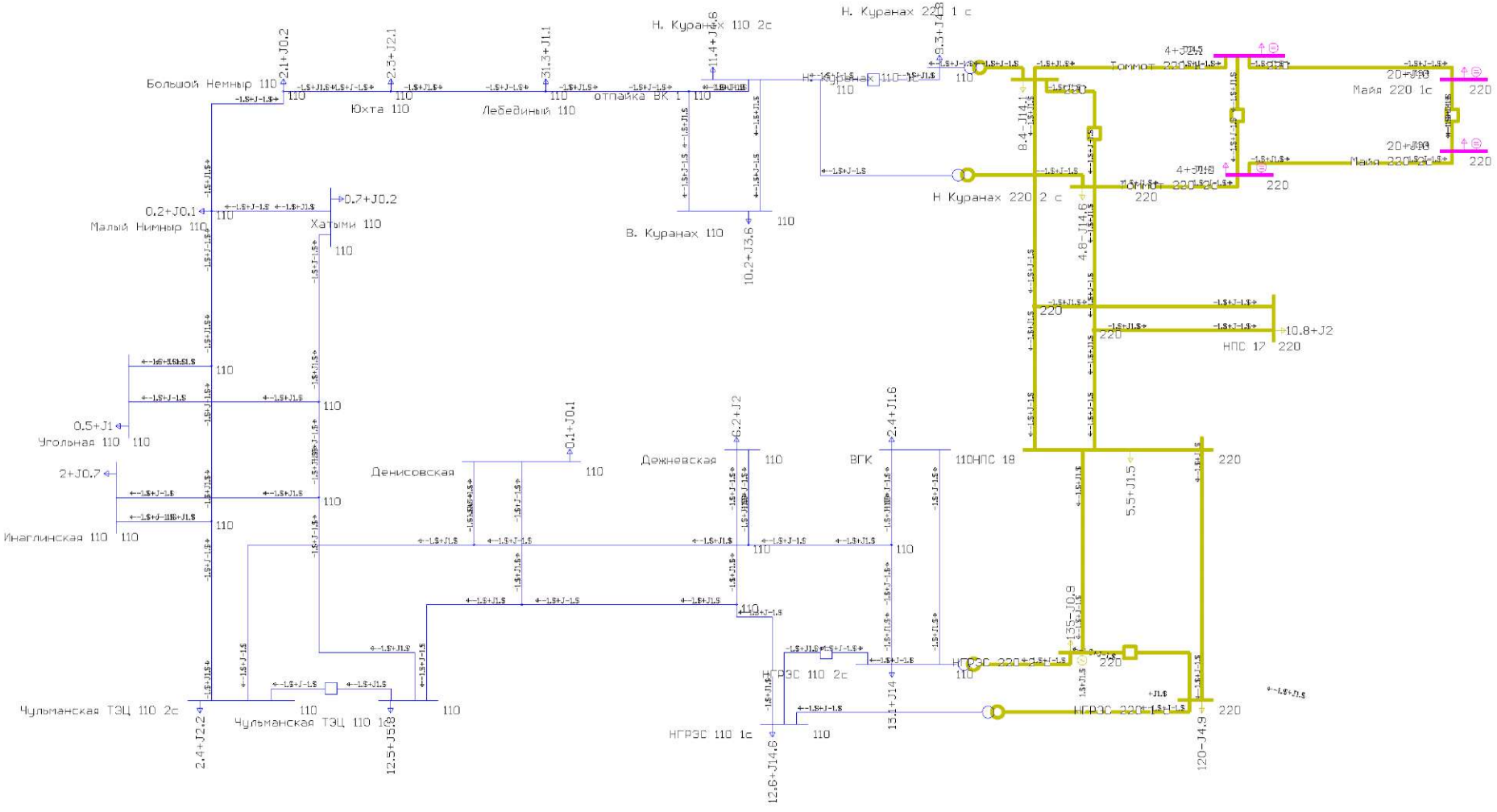


Рисунок 20 – Расчет ТКЗ в ПКВ RastWin

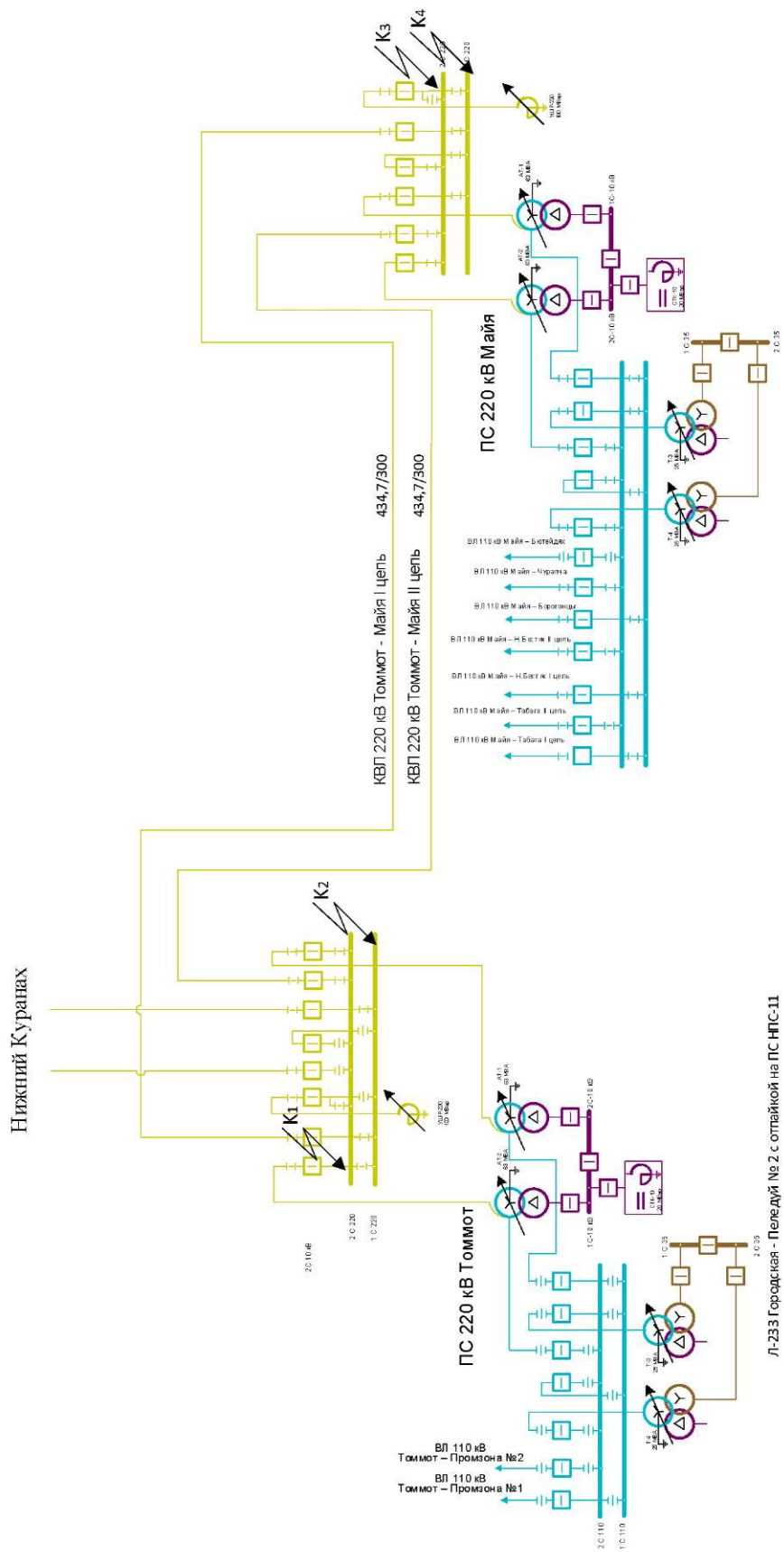


Рисунок 21 - Точки короткого замыкания.

Расчет выполняется в условиях неопределенности и на большом расстоянии от реального источника питания, при объединении энергосистем Южной и Центральной Якутии добавится как новая нагрузка, так и новая генерация. В связи вышеизложенными доводами было принято решение в модель сети, построенную в ВПК RastrWin 3 [38], добавить виртуальный источник питания, который позволит смоделировать ситуацию объединения двух энергосистем и позволить в дальнейшем произвести проверку выбранного оборудования по наиболее тяжелым условиям эксплуатации.

В таблице 21 показаны результаты расчета токов короткого замыкания в ПК RastrWin 3 [38].

Таблица 21 – Результаты расчета ТКЗ.

Точка КЗ	Тип	I 1, кА	I 2, кА	I 0, кА
К1	1ф	15,83	15,83	15,83
	2ф	15,85		
	3ф	31,69		
К2	1ф	15,86	15,86	15,86
	2ф	15,87		
	3ф	31,74		
К3	1ф	15,29	15,29	15,29
	2ф	15,30		
	3ф	30,60		
К4	1ф	15,31	15,31	15,31
	2ф	15,32		
	3ф	30,64		

Ударным током короткого замыкания называется максимальное мгновенное значение полного тока при наиболее неблагоприятных условиях.

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (22)$$

где T_a - постоянная времени затухания, равная 0,03.

Ударный ток:

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{II0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 31,69 = 77,08 \text{ кА} \quad (23)$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 31,74 = 77,21 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 30,6 = 74,43 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 30,64 = 74,53 \text{ кА}$$

Результаты расчета сведем в таблицу.

Таблица 22 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$k_{y\partial}$	$I_{y\partial}$, кА
К1	31,69	1,72	77,08
К2	31,74	1,72	77,21
К3	30,60	1,72	74,43
К4	30,64	1,72	74,53

Результаты, полученные в ходе расчета токов короткого замыкания, для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания; для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики; для определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи; для выбора заземляющих устройств.

5 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ

5.1 Информационная платформа

Для реализации главной современной цели развития электроэнергетического комплекса России - перехода к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления в первую очередь необходимо выполнить внедрение единой системы сбора и отображения информации. В настоящее время в области инновационных технологических решений большое внимание уделяется проекту SCADA.

SCADA – единая информационная система уровня энергетического объекта, диспетчерского пункта и/или центра управления сетями, обеспечивающая выполнение функций дистанционного мониторинга и диспетчерского управления энергообъектами. SCADA-системы применяются для автоматизации процессов сбора и отображения информации о состоянии первичного оборудования электросетевого комплекса [5].

SCADA выполняет следующие функции:

- ведение режима сети;
- обработка, хранение, архивирование и отображение телеметрической и технологической информации;
- навигация и переход к графическим изображениям схемы ПС/РП/ТП всех классов напряжений (при наличии таких объектов в контуре управления), на план местности с отображением ввода потребителя, КЛ, ТП, РП.

Получение наиболее точных данных и измерений является основополагающим критерием для развития и повышения качества управляемости потоками активной и реактивной мощности в линиях, а также диспетчеризации системы в целом.

Согласно Технологическому реестру по основным направлениям инновационного развития ПАО «Россети» [5] для внедрения технологий в

условиях современной ситуации предъявляются следующие требования к параметрам и характеристикам инновационной технологии и граничные условия по ее применению [5]:

Организация информационного взаимодействия в протоколах МЭК ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104 и МЭК 61850;

- поддержка CIM модели.

- возможность подключения унаследованного оборудования телемеханики, не поддерживающего открытые протоколы путем написания отдельных адаптеров для организации информационного обмена;

- возможность расчёта и последующего использования недостающих параметров режима электрической сети с использованием поступающей информации по заданным расчетным формулам (например, мгновенная мощность по текущим значениям напряжения и тока);

- клиент-серверная архитектура, позволяющая использовать толстые или тонкие клиенты и размещать серверную часть с использованием 100% виртуализации;

- возможность функционирования автономного программного комплекса с базовыми функциями SCADA-системы, обеспечивающего функционирование в случае недоступности верхнего SCADA-системы.

5.2 Инновации в области контроля и измерений

Следующий уровень модернизации - это внедрение на фундаменте единой информационной системы SCADA устройств синхронизированных измерений (PMU).

Построение систем на базе синхронизированных векторных измерений выполняется на отдельных устройствах, а также с применением регистраторов аварийных событий. Система синхронизированных векторных измерений (СВИ) состоит из нескольких устройств синхронизированных измерений (PMU) и концентратора векторных измерений (PDC). Собираемые PDC данные могут использоваться в системах различных уровней сложности – начиная с визуализации данных и формирования предупредительных

сигналов, заканчивая системами анализа, управления и защиты. На основе СВИ может быть создана система мониторинга переходных режимов (СМНР (WAMS)), которая использует модель энергосистемы и данные реального времени для решения задач оперативного управления и прогнозирования, а также для реализации противоаварийной автоматики. СВИ применяются [5]:

- на ПС с распределённой генерацией;
- на объектах с присоединенной крупной промышленной нагрузкой;
- в крупных центрах питания;
- при наличии реверсивных перетоков. [5]

Применение данных технологий в условиях намеченного пути развития энергосистемы республики Саха (Якутия) является наиболее актуальным. Также при присоединении Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха ко второй синхронной зоне ЕЭС России будет создана благоприятная обстановка для осуществления реверсивных перетоков мощности из одной энергосистемы в другую.

5.3 Мультиагентные системы управления

Следующим этапом увеличения автоматизации и повышения качества управления в магистральных сетях является внедрение мультиагентных систем управления.

Мультиагентный принцип организации и управления функционированием и развитием сети направлен на обеспечение эффективного использования всех ресурсов для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей за счет гибкого взаимодействия элементов и систем электрических сетей на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной системы управления. [5]

Мультиагентные системы характеризуются тем, что каждый участник такой системы управления имеет агента с набором целей и приоритетов, заданных владельцем, который самостоятельно реагирует на изменение

среды и взаимодействует с другими агентами для координации действий и совместного принятия решений.

Данные технологии могут использоваться по следующим направлениям:

- мониторинг и диагностика состояния оборудования и объектов электросетевого хозяйства; диагностика послеаварийных ситуаций, возникающих после системных возмущений; создание распределенных систем управления для решения задач восстановления электрических систем после аварий, управления режимами активных распределительных сетей.

Например, внедрение основанной на мультиагентном принципе автоматической системы управления средствами регулирования напряжения и реактивной мощностью в электрических сетях решает задачи поддержания нормированных уровней напряжения и минимизации потерь активной мощности в электрических сетях посредством [5]:

- автоматической адаптации и самонастройки системы управления напряжением и реактивной мощностью к изменению схемно-режимной ситуации (изменение состава, параметров нагрузки и генерации, аварий в сети, погодных условий, результатов диагностики оборудования, подключения нового оборудования к сети) без ручного перепроектирования и осуществления изменений и настроек в системе управления;

- распределения реактивной мощности с учетом технического состояния оборудования в текущей схемно-режимной обстановке и стоимости использования оборудования.

Мультиагентные системы реализуются в виде многоуровневой системы управления энергосистемой:

- уровень ЦУС (управление группой ПС: определение ограничений на работу компонентов нижних уровней, а также осуществление наблюдения за работой системы с возможностью перехода на централизованное управление кластером);

- уровень ПС (формирование параметров работ систем управления на ПС);

- уровень оборудования (нижний уровень системы управления, который образуют агенты измерительного оборудования и диагностические агенты решают задачу информирования агентов более высоких уровней). [5]

Таким образом, фундамент для преобразований в области повышения качества мониторинга и управления процессами в электроэнергетических системах есть ни что иное как развитие измерительных комплексов и создание единой информационной платформы, способной хранить, обрабатывать и систематизировать в режиме реального времени огромное количество измерений.

Для подключения инновационных устройств к системе, для корректной их работы и использования всего заложенного инженерами потенциала необходимо использовать новейшие сверхточные трансформаторы тока и напряжения. Если речь заходит о повышении точности средств измерения и интеграции их в единую сеть мониторинга и контроля технологических процессов, то имеющегося у аналоговой аппаратуры потенциала становится явно недостаточно. Одно из решений — оптоволоконные трансформаторы, работа которых основана на эффекте Фарадея, эффекте, открытом в одно время с законом электромагнитной индукции, но ожидавшим, когда появятся технологии, способные его эффективно использовать [5].

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{откл}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя t_s и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 [3].

6.1 Выбор выключателей

Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи находятся по формулам:

$$I_{\max.ВЛ} = \frac{S_{ВЛ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (24)$$

$I_{\max.ВЛ}$ – максимальный рабочий ток, текущий по ВЛ;

$$I_{\max.ВЛ} = 860 \text{ А.}$$

Принимаем к установке выключатель типа ВВБК-220А-50/3150 УХЛ1

В - выключатель;

В - воздушный;

Б – с металлической гасительной камерой - баком;

К – крупномодульный.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам, [23]:
по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (25)$$

$$500 \text{ кВ} \leq 500 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad (26)$$

$$890 \text{ А} \leq 3150 \text{ А};$$

по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}}; \quad (27)$$

$$31,74 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Выполним проверку выбранного аппарата по следующими параметрам [23]:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{п.о.к}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}), \quad (28)$$

$$B_K = 31,74^2 \cdot (0,022 + 0,5) = 780,58 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0,022 \text{ с}$;

$t_{\text{сел}}$ - степень селективности РЗ, принимается 0,5 с.

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (29)$$

$$B_{\text{ном}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости [16];

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ [16].

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (30)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 50 = 42,43 \text{ кА},$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 60\%$;

$I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный ток отключения.

3. Проверим по отключающей способности:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{откл.ном}}. \quad (31)$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{\text{гз}} \leq i_{\text{скв}}. \quad (32)$$

$$77,21 \leq 127,5 \text{ кА}.$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете. [23]

Сопоставление приведено в таблице 23.

Таблица 23 - Выбор выключателя ВВБК-220А-50/3150 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{II} = 245$ кВ	$U_p = 220$ кВ	$U_p \leq U_{II}$
$I_{II} = 3150$ А	$I_{pMAX} = 890$ А	$I_p \leq I_{II}$
$I_{откл} = 50$ кА	$I_{шО} = 31,74$ кА	$I_{ш} \leq I_{откл}$
$i_{СКВ} = 127$ кА	$I_{уд} = 77,21$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 7500$ кА ² с	$I^2_T \cdot t_T = 780,58$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 50$ кА	$I_{шО} = 31,74$ кА	$I_{шО} \leq I_{вкл}$

По данным сравнения ВВБК-220А-50/3150 УХЛ1 подходит по всем параметрам.

6.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится [23]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (33)$$

- по току

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (34)$$

- по электродинамической стойкости

$$I_{n,0} \leq I_{пр,с} \quad (35)$$

$$i_{уд} \leq i_{пр,с} \quad (36)$$

где $i_{пр,с}$, $I_{пр,с}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

Выполняем данные расчеты для выбранных разъединителей РГН–220/2000–40УХЛ1.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1050 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 780,58 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{пр,с} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,74 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

Разъединители РГН–220/2000–40УХЛ1 удовлетворяют необходимым требованиям.

6.3 Выбор измерительных трансформаторов

Одними из ключевых элементов в системе управления режимами работы электрических сетей являются первичные измерительные трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие защиту электрооборудования от сверхтоков и аварийных режимов, а также проведение измерений, учета и регистрации перетоков электроэнергии в энергосистеме.

Находящиеся в эксплуатации и производстве электромагнитные трансформаторы прошли в своем развитии большой путь и в настоящее время являются достаточно совершенными устройствами. Вместе с тем, и они имеют ряд недостатков (пожаро- и взрывоопасность, насыщение, вес и т.д.).

На смену им должны прийти электронные трансформаторы (датчики), которые имеют значительный потенциал в плане эксплуатации: безопасность и компактность, сокращение объемов электромонтажа и расширенный

динамический диапазон, широкая полоса пропускания и самодиагностика, снижение стоимости и т.п.

Благодаря конструкции датчиков тока и напряжения основанной на пассивных компонентах с использованием технологии оптических методов считывания, трансформаторы по целому ряду характеристик превосходят традиционные электромагнитные и емкостные трансформаторы:

Линейность амплитудно-частотной в диапазоне от 30 Гц до 5 кГц позволяет осуществить контроль качества электрической энергии с возможностью оценки до 100 гармонических составляющих напряжения и тока в высоковольтных цепях.

Для оптических трансформаторов длина вторичных цепей ограничена расстоянием от комплекта электроники до панели учета. Наличие цифрового интерфейса в трансформаторах устраняет потери связанные с дополнительными погрешностями вторичных цепей и влияния вторичных нагрузок на точностные характеристики трансформаторов.

Минимальное воздействие на линию вследствие отсутствия потерь в трансформаторах. Обеспечивают улучшенную переходную характеристику обусловленную расширенным динамическим диапазоном и полосой пропускания.

Срок службы 30 лет. Отсутствие активных электронных компонентов в высоковольтных датчиках тока и напряжения сводит к минимуму вероятность выхода оборудования из строя. Электроника трансформаторов отличается высокой надежностью и не требует обслуживания.

6.1 Выбор измерительных преобразователей

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты [23].

Выбор трансформаторов тока производится [23]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (37)$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном} \quad (38)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (39)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (40)$$

где $k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (41)$$

где k_r – кратность термической стойкости по каталогу

Конструкция высоковольтных датчиков тока основана на пассивных элементах с использованием оптических методов считывания,

обеспечивающих высокую эксплуатационную надежность [28].

Взаимозаменяемость: все части электроники, включая электронно-оптический модуль и усилители, допускают замену в условиях эксплуатации без калибровки при сохранении параметров, в том числе и по точности [23].

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

6.2 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются [23]:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (42)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$. [23].

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (42)$$

К установке принимаем измерительные комбинированные оптические преобразователи тока и напряжения NXVCT 245

Измерительная колонна не требует подключения питания;

- Полная гальваническая изоляция, отсутствие медных вторичных цепей, феррорезонансов; наводок и помех во вторичных цепях, так как передача сигнала между измерительной колонной и электронным блоком идет по оптическому волокну;

- По сравнению с текущими трансформаторами, которые заполнены маслом или газом и весят 1,5 тонны, ОТН в десятки раз меньше и не заполнен ни маслом, ни газом.

- Цифровой унифицированный сигнал;

- Возможность подключения неограниченного количества потребителей измерительной информации.

- Меньшие габариты и масса – меньшие стоимости транспортных расходов и монтажа;

- Не требуется постоянный мониторинг и техническое обслуживание колонны.

- Не требуется утилизация отработанного масла, исключены утечки.

- Высокая взрывозащищенность и пожаробезопасность.

- Уникальная разработка в своем классе, опережение конкурентов на несколько лет.

В виду отсутствия ограничения по подключению устройств во вторичных цепях проверка измерительного комбинированного оптического преобразователя тока и напряжения NXVCT 245 примет вид, представленный в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка комбинированного оптического преобразователя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{II} = 245 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 220\text{-}241 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_{II}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\Pi} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 436 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\Pi}$
$I_{\text{дип}} = 170 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 77,21 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дип}}$
$I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 189,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} > B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что выбранный комбинированный оптический преобразователь тока и напряжения NXVCT 245 удовлетворяет всем условиям.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

7.1 Оценка надежности схем электроснабжения

Под надежностью электрической сети (или ее участка) понимают способность осуществлять передачу и распределение требуемого количества электроэнергии от источников к потребителям при нормативных уровнях напряжения и в соответствии с заданным графиком нагрузки. Надежность участка сети определяется надежностью и параметрами входящих в ее состав элементов (трансформаторов, коммутационной аппаратуры, линий электропередачи и др.) и схемой их соединения [28].

Нарушение работоспособности объекта называется отказом. В случае отказа отдельных элементов сети может произойти (в зависимости от схемы соединений) отказ участка сети, приводящий к нарушению электроснабжения потребителей: полному прекращению питания, частичному ограничению нагрузки, отклонению напряжения от допустимых нормами пределов [31].

При разработке вариантов схемы электрической сети должны быть соблюдены требования нормативных и руководящих документов к надежности. Однако в ряде случаев могут дополнительно потребоваться расчеты количественных показателей надежности, в частности, для решения следующих вопросов:

сопоставления различных мероприятий, предусматриваемых для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности;

обоснования экономической целесообразности повышения надежности (степени резервирования) сверх нормативных требований.

Применяется аналитический метод расчёта, [14]. Справочные данные элементов для расчета использованы из [14]. Надежность будет рассчитана для модернизируемого транзита мощности между подстанциями 220 кВ Томмот и Майя с учетом установленных устройств управления. Для дальнейшего расчёта справочные данные представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Данные для расчета

Элемент схемы	ω , 1/год	T_B , ч
Выключатели 220 кВ, линейные	0,004	25
Устройства управления потоками РМ	0,004	25
ВЛ 220 кВ (двухцепная L=434,7 км)	2,6	11

Используя данные таблицы 1 рассчитываются вероятности отказа элементов схемы [28]:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760}, \quad (43)$$

Вероятность отказа линейного выключателя:

$$q_B = \frac{0,004 \cdot 25}{8760} = 0,114 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность отказа УКРМ:

$$q_B = \frac{0,004 \cdot 25}{8760} = 0,114 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность отказа одной цепи ВЛ 220 кВ Томмот – Майя

$$q_{л} = \frac{2,6 \cdot 11}{8760} = 0,326 \cdot 10^{-2}$$

На рисунке 22 приведена схема соединения подстанций 220 кВ Томмот и Майя.

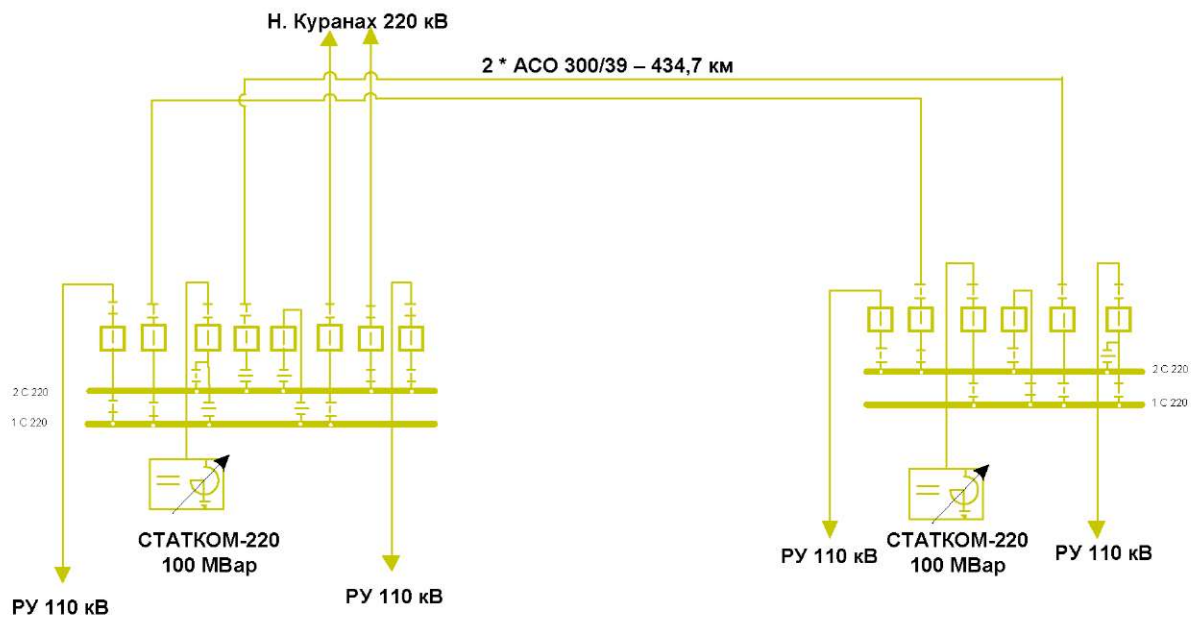


Рисунок 22 – Схема соединения подстанций в нормальном режиме

Составим схему замещения для полного погашения относительно шин 220 кВ ПС Майя в нормальном режиме, рисунок 23.

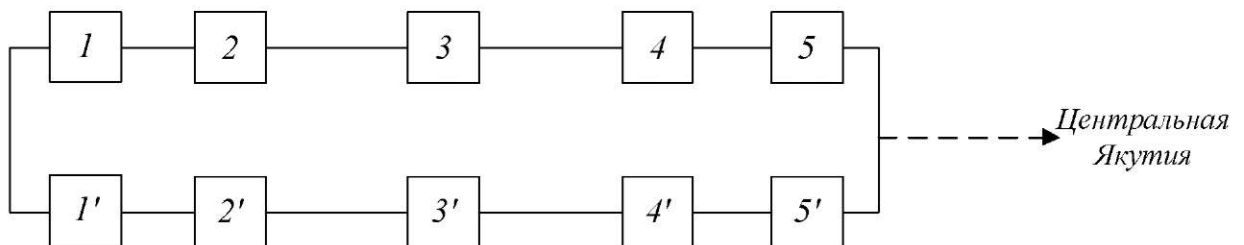


Рисунок 23 – Схема замещения нормального режима

Найдем вероятность отказа последовательно соединённых элементов цепей для нормального режима:

$$q_{норм}^1 = (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5) \cdot (q_{1'} + q_{2'} + q_{3'} + q_{4'} + q_{5'}), \quad (44)$$

$$q_{нормВ-1}^1 = (0,0114 + 0,0114 + 3,26 + 0,0114 + 0,0114) \cdot (0,0114 + 0,0114 + 3,26 + 0,0114 + 0,0114) \cdot 10^{-3} = 10,93 \cdot 10^{-3},$$

На рисунке 24 приведена схема соединения ПС 220 кВ Томмот и Майя в послеаварийном режиме – одна цепь ВЛ 220 кВ Томмот – Майя находится в отключенном состоянии.

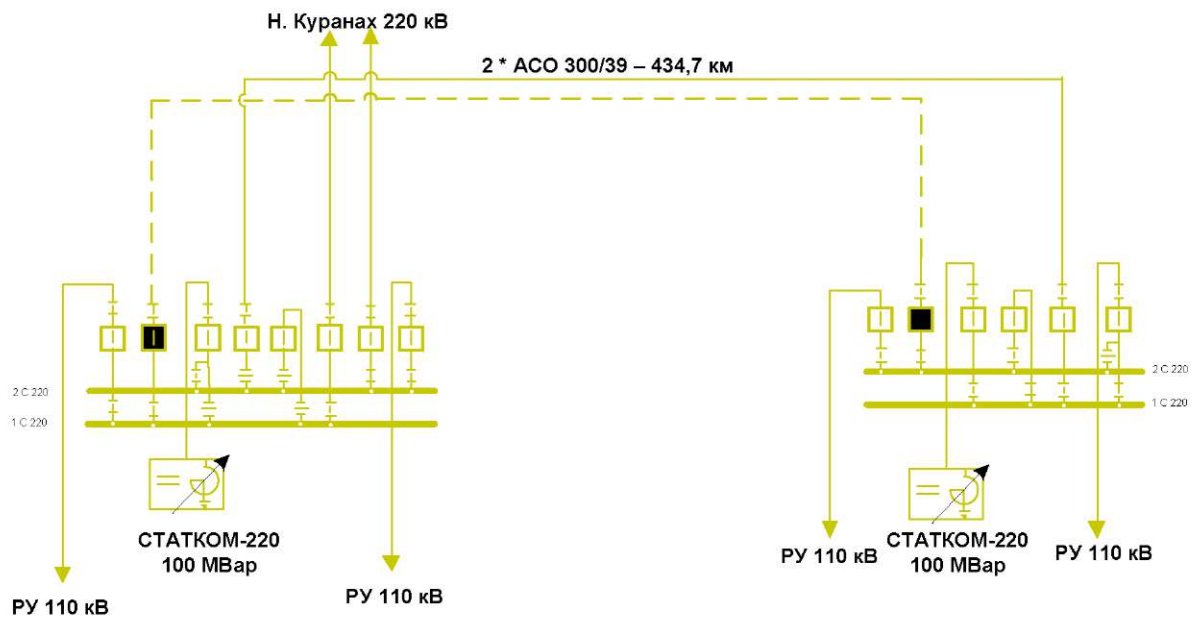


Рисунок 24 – Схема соединения подстанций в послеаварийном режиме

Составим схему замещения для послеаварийного режима, рисунок 25.

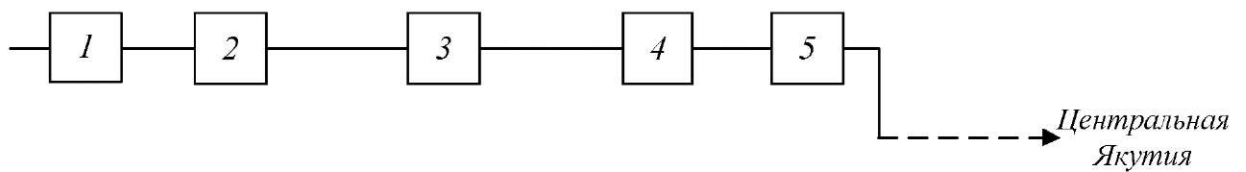


Рисунок 25 – Схема замещения послеаварийного режима

Найдем вероятность отказа последовательно соединённых элементов цепей для послеаварийного режима:

Найдем вероятность отказа обеих цепей для послеаварийного режима:

$$q_{ПА}^1 = (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5), \quad (45)$$

$$q_{ПА}^1 = (0,0114 + 0,0114 + 3,26 + 0,0114 + 0,0114) \cdot 10^{-3} = 3,31 \cdot 10^{-3},$$

Вероятность отказа схемы в целом с учётом полсеаварийного режима:

$$q = q_{норм} + q_{ПА}, \quad (46)$$

$$q_{B-1} = 10,93 \cdot 10^{-3} + 3,31 \cdot 10^{-3} = 14,24 \cdot 10^{-3}.$$

При перерыве питания электрической энергией промышленных предприятий или отдельных их цехов приводит к убыткам или как его еще называют «ущерб». Во избежание таких используют резервирование электропитания, но это не всегда помогает, так как аварийные ситуации могут возникать и самих системах электроснабжения. Мы рассмотрим основные виды ущерба, при нарушении питания электроэнергией, а также влияние значения убытков на резервирование питания электроприемников [29,30].

Определим недоотпуск в Центральный Район Якутии электроэнергии при дефиците мощности 150000 кВт, который появляется из-за отключения элементов питания ПС Майя.

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = P_{нед} \cdot q \cdot T_T, \quad (47)$$

$$W_{нед1} = 150000 \cdot 14,24 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 18711360 \text{ кВтч}.$$

Основной ущерб определяется по выражению:

$$У_{осн} = W_{нед} \cdot У_о \cdot K_{инф2007} \cdot K_{двм} \quad (48)$$

Основную часть потребления присоединяемых энергосистем Центральной и Западной Якутии составляет промышленность. На рисунке 26 представлена энергетическая емкость потребления каждого сегмента [10]:

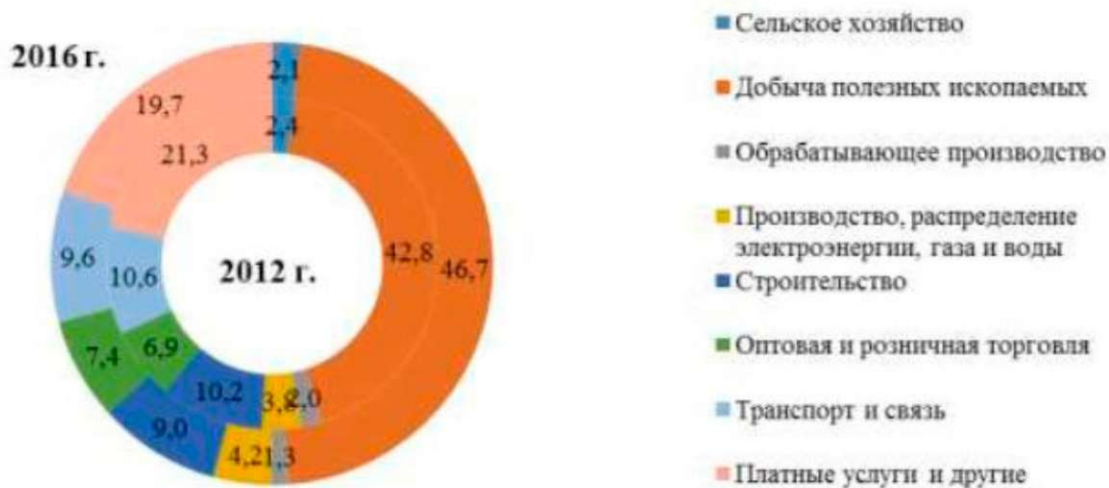


Рисунок 26 - Структура потребления электроэнергии

Наибольший вклад в промышленное производство вносит добыча полезных ископаемых (75,9 %), из них добыча топливно-энергетических полезных ископаемых (34,4 %) и добыча полезных ископаемых кроме топливноэнергетических (41,5 %) (рис. 27) [10].



Рисунок 27 - Структура производства промышленной продукции, состояние 2016 г

На основании приведенных данных примем среднюю величину удельного ущерба $U_o = 0,36$ у.е/кВт·ч, [14];

$$U_{осн} = 18711360 \cdot 0,36 \cdot 64 = 431,1 \text{ млн. руб}$$

$K_{\text{долл}}$ - курс доллара США, принимается средняя величина за 2019 год, [20].

7.2 Приведённые затраты

Основными экономическими показателями электрической сети являются: капитальные вложения на ее сооружение и ежегодные эксплуатационные издержки. В ряде случаев используют так называемые удельные экономические показатели: капитальные вложения, отнесенные к одному киловатту передаваемой по сети мощности, и себестоимость C передачи одного киловатт-часа электроэнергии по сети [15].

Помимо экономических показателей для дополнительной характеристики могут быть полезны также некоторые обобщенные технические показатели. К числу их относятся: величина потерь активной мощности — в процентах от соответствующих значений суммарной активной мощности нагрузки сети; величина потерь электроэнергии — в процентах от общего количества электроэнергии за год, полученного потребителями за год; наибольшее значение потери напряжения в -сети одного напряжения; масса цветного металла, затраченного на провода линий сети, и т.п.

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются приведённые затраты [15].

Приведённые затраты определяются по следующей формуле, млн.руб.:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + I, \quad (49)$$

где E – норматив дисконтирования, $E = 0,1$ [21];

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки;

U – ущерб от недоотпуска

Для модернизации существующей энергетической системы было принято решение установки СТАТКОМов на шинах подстанций 220 кВ

Томмот и Майя посредством модернизации уже установленных УШР. Таким образом в капиталовложения необходимо включить только стоимость комплекта батарей конденсаторов по 100 Мвар на каждую ПС.

Также было принято решение заменить трансформаторы тока и напряжения на оптические.

Согласно [15]:

$C_{КБ} = 15000$ тыс.руб - стоимость шутовых конденсаторных батарей 220 кВ мощностью 100 Мвар;

$C_{ПА} = 1200$ тыс.руб - стоимость комплекта устройств противоаварийной автоматики (с учетом монтажа).

Стоимость измерительных комбинированных оптических преобразователей тока и напряжения NXVCT 245 примем $C_{ОТ} = 2000$ тыс.руб.

Цены казаны на период 2012 – 2013 г. Согласно данным Росстата уровень инфляции в период с 2013 по май 2019 составил 39,25%. [17]

$$K = 2 \cdot (C_{КБ} + C_{ПА} + C_{ОТ}) \cdot k_{инфл} = 2 \cdot (15000 + 1200 + 2000) \cdot 1,3925 = 50687 \text{ млн.руб} \quad (50)$$

Уровень издержек согласно [16]

$$И = 0,016 \cdot K_{вл} = 0,016 \cdot 50687 = 810,99 \text{ тыс.руб.} \quad (51)$$

Рассчитаем приведённые затраты на модернизацию энергообъектов и повышение пропускной способности:

$$Z_{ср.г} = 0,1 \cdot 50687 + 810,99 + 431100 = 436,98 \text{ млн.руб}$$

При внедрении комплекса предложенных мероприятий по увеличению пропускной способности и повышению надежности прирост передаваемой

активной мощности по ВЛ 220 кВ Томмот – Майя составил 50 000 кВт согласно расчетам режимов в ПВК RastrWin 3 [38].

Годовой прирост прибыли в данном случае составит:

$$P = W \cdot \Pi_{\text{тариф}} \cdot 8760 = 50000 \cdot 4,2 \cdot 8760 = 1839 \text{ млн.руб} \quad (52)$$

где P – прирост прибыли,

$\Pi_{\text{тариф}}$ - цена за 1 кВт*ч.

Согласно Постановлению Правления ГКЦ РС(Я) № 223 от 28 декабря 2018 г. "Об установлении тарифов на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категориям потребителей по Республике Саха (Якутия)" $\Pi_{\text{тариф}} = 4,2 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

По результатам расчетов видно, что проект начнет приносить прибыль уже в первый год его использования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными проблемами магистральных сетей ЭОС Востока являются малая плотность нагрузок и большая протяженность линий электропередачи. В энергосистеме республики Саха (Якутия) ситуация складывается наиболее неблагоприятно. Изолированность отдельных районов энергосистемы и тяжелые климатические условия отрицательно сказываются на надежности, эффективности, бесперебойности и стоимости энергоснабжения потребителей.

Особенные условия, сложившиеся в энергосистеме республики, предъявляют более жесткие требования к реконструируемым и вновь вводимым объектам электроэнергетики, качеству управления потоками активной и реактивной мощности.

Присоединение Центрального и Западного энергорайонов Якутии с ОЭС Востока позволит повысить надежность электроснабжения, сократить число изолированных энергорайонов, обеспечить более эффективное использование генерирующих мощностей, а также даст толчок развитию промышленности и других сфер жизнедеятельности населения. Создание новых межсистемных связей также благоприятно отразится на экономике страны в целом, даст предпосылки к снижению тарифа на электроэнергию в Якутии.

Объединение энергосистем поспособствует повышению устойчивости энергосистемы Якутии. Основа генерации республики – тепловые станции. При соединении Центрального, Западного и Южного энергорайонов в единую систему появляется возможность более плавного и быстрого регулирования с помощью мощности ГЭС Амурской области и каскада Вилюйских ГЭС.

Наладка новых межсистемных связей влечет за собой проблемы следующего характера:

- 1) Необходимость обеспечения возможности реверсивных перетоков;

- 2) Управление потоками реактивной мощности;
- 3) Снижение зарядных мощностей. Особенно на первоначальном этапе работы новых ЛЭП;
- 4) Обеспечение синхронной работы систем.

В ходе данной магистерской диссертации были предложены меры предупреждения и решения вышеуказанных проблем при помощи FACTS-технологий. Перспектива развития электроэнергетики России направлена на создание активно-адаптивных электрических сетей, способных к самовосстановлению. FACTS-технологии являются первым шагом к постепенной модернизации существующего электросетевого комплекса.

В рамках диссертации на участке сети 220 кВ НГРЭС ПС Майя была исследована эффективность применения устройств управления потоками реактивной мощности для решения существующих проблем.

Расчет режимов в ПВК RastrWin 3 [38] показал, что установка устройств управления потоками мощности в купе с модернизацией устройств мониторинга и диспетчеризации приводит к:

- снижению потерь активной мощности;
- снижению зарядной мощности в линиях на холостом ходу и в режиме малых нагрузок;
- снижению величины реактивной мощности генерируемой в линиях при номинальных и предельных нагрузках;
- повышению статической и динамической устойчивости системы в целом;
- повышению пропускной способности.

Целевой электроустановкой для модернизации была выбрана ЛЭП 220 кВ ПС Томмот – Майя, как самый ответственный и проблемный участок рассматриваемого энергорайона. В исследования режимов наилучший эффект был получен путем модернизации установленных на шинах 220 кВ подстанций Томмот и Майя УШР по 100 Мвар до уровня СТАТКОМ. Добавив необходимое по мощности число конденсаторов и устройства

мониторинга и диспетчеризации, планируется получить устройство, которое в зависимости от режима энергетической сети позволит производить отбор или генерацию реактивной мощности.

Увеличена пропускная способность на 50 МВт, передаваемая максимальная активная мощность приближена к натуральной. Расчетные среднегодовые затраты на модернизацию составляют 436,98 млн. рублей, расчетная прибыль уже за первый год использования проекта 1839 млн. рублей. Применение FACTS-технологий показывает высокую рентабельность

Сборка конструкции предусмотрена на месте установки, при этом рекомендуется произвести более точный расчет, составить подробную проектно-сметную документацию, оценить возможность проекта в нынешних реалиях, а также произвести расчет и минимизацию возможных рисков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кочкин В. И. Доклад на заседании круглого стола «Проблема качества электроэнергии в электрических сетях России» 10 июня 2008 г
2. Брянцев А. М. Доклад на заседании круглого стола «Проблема качества электроэнергии в электрических сетях России» 10 июня 2008 г
3. Чуприков В. С. Доклад на заседании круглого стола «Проблема качества электроэнергии в электрических сетях России» 10 июня 2008 г
4. Проект Энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года : (ред. от 30.09.2015). – Электрон. текстовые дан. – Режим доступа: [http:// minenergo.gov.ru/node/1920](http://minenergo.gov.ru/node/1920) (дата обращения: 30.03.2019).
5. Технологический реестр по основным направлениям инновационного развития ПАО «Россети» (утв. распоряжением ПАО «Россети» от 24.12.2018 № 568р) - 34 с.
6. Голов В.П., Москвин И.А. Выбор характеристик регулируемого устройства продольной компенсации по условию обеспечения колебательной статической устойчивости / В.П.Голов, И.А.Москвин // Вестник ИГЭУ. - 2014. - Вып. 5. - с. 1-6.
7. Рашитов П.А. Разработка и исследование алгоритмов управления полупроводниковыми фазоповоротными устройствами для объектов Единой Национальной Электрической Сети России [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. Наук: 05.09.12 / Рашитов Павел Ахматович. - М.:МЭИ (ТУ), 2011. - 20 с.
8. ПАО «ФСК ЕЭС» Обеспечит возможность параллельной работы энергосистем Сибири и Дальнего Востока [Электронный ресурс] // Новости МЭС Сибири, 2013. Режим доступа: http://www.fsk158ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=38120 (Дата обращения: 20.03.2019).
9. Кочкин В. И. Новые технологии повышения пропускной способности

ЛЭП. Управляемая передача мощности / В.И.Кочкин // Новости электротехники. - 2007. - № 4(46). - с. 2-6.

10. Указ Главы Республики Саха (Якутия) «О схеме и программе развития», [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://mingkh.sakha.gov.ru/files/front/download/id/1875128> (Дата обращения: 21.03.2019).

11. Демин А. И. Применение УШРТ 220 кВ 60 Мвар для нормализации режимов работы энергосистемы «Norte De Angola» / А.В. Титатаренко, В.С. Чуприков [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://avd-electro.ru/upload/files/pub222.pdf> (Дата обращения: 15.04.2019).

12. Perepada.net Аккумуляторные батареи большой мощности (АББМ) Системы накопления энергии (СНЭ) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://perepada.net/abbm-for-energo> (Дата обращения: 15.04.2019).

13. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

14. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – М.: Высш. школа, 1984. – 255 с.

15. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович. — 4-е изд., перераб. и доп. — М. : ЭНАС, 2012. — 376 с.

16. РД 153-34.0–20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Издания.; введ. 1998–03-23. – М.: Департаментом стратегии развития и научно-технической политики ; М. : Московский энергетический институт, 2000. – 98 с.

17. Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: Уч. пособие. / Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. – Благовещенск. Издво АмГУ, 1999. – 238 с.

18. Официальный сайт ЦБРФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://xn----ctbjnaatncev9av3a8f8b.xn--p1>(дата обращения: 30.05.2019).

19. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
20. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
21. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200104301>
22. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281
23. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
24. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.
25. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 5.04.2019).
26. Приказ Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 27.12.2017№184-пр/э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций Амурской области на 2018 год».
27. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

28. Теория надежности. Введение [Текст] : учебное пособие / Ю. Б. Гук, В. В. Карпов, А. А. Лapidус ; Федеральное агентство по образованию, Санкт-Петербургский гос. политехнический ун-т. - Санкт-Петербург : Изд-во Политехнического ун-та, 2010. - 160 с

29. G. J. Paoletti and G. Herman, "Monitoring of electrical equipment failure indicators and zero-planned outages: Past, present and future maintenance practices," 2015 61st IEEE Pulp and Paper Industry Conference (PPIC), Milwaukee, WI, 2015, pp. 1-10.

30. Malafeev A., Iuldasheva A., Short-circuit failures simulation for evaluation of structural reliability of power supply systems, International Conference on Industrial Engineering, Nosov Magnitogorsk State Technical University, 38, Lenin ave., Magnitogorsk, 455000, Russia.

31. Fabio D'Agostino, Federico Silvestro, Chen-Ching Liu, Yin Xu, Kevin P. Schneider, Dan T. Ton, Reliability Assessment of Distribution Systems Incorporating Feeder Restoration Actions. Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016, Genoa, Italy.

32. ГОСТ Р 55105-2012 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.

33. Инструкция по организации в министерстве энергетики российской федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, Утвержденная Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 326.

34. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 –1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

35. Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с
36. Савина, Н.В. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Электропитающие системы и электрические сети», – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012. – 167 с.
37. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
38. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В.Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.