

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

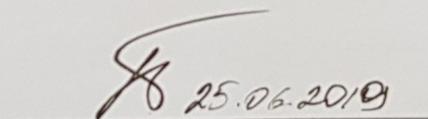
« 25 » 06

2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
ТОМ №1

на тему: Организация параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири на базе вставки постоянного тока с оптимизацией режима их работы

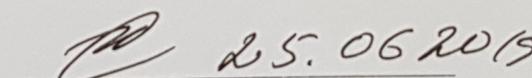
Исполнитель
студент группы 742-ом



25.06.2019
подпись, дата

А.В. Барас

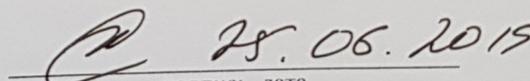
Руководитель
докт.техн.наук, профес-
сор



25.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

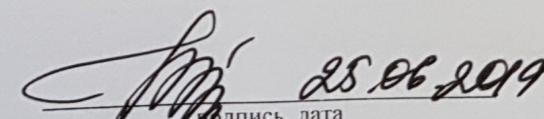
Руководитель
магистерской про-
граммы



25.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

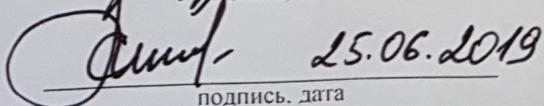
Нормоконтроль
ст. преподаватель



25.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент



25.06.2019
подпись, дата

С.А. Парубенко

Благовещенск 2019

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 07 » 03

2019 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Бараса Алексея
Викторовича

1. Тема магистерской диссертации:

Организация параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири на
базе вставки постоянного тока с оптимизацией режима их работы
(утверждено приказом от 06.03.19 № 531-У4)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2019

3. Исходные данные к магистерской диссертации: Материалы по преддип-
ломной практике

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

Исследование особенностей функционирования объединенных
энергосистем; Современное состояние вопроса параллельной не-
синхронной работы энергосистем; Исследование детальных режимов
существующей сети до объединенных энергосистем; Разработка
вставки несинхронной связи; Исследование электрических
режимов при параллельной несинхронной работе
энергосистем. Технические реализации параллельной не-
синхронной работы объединенных энергосистем Востока и Сибири

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 144 таблицы, 17 при-
ложений

6. Консультанты по магистерской диссертации (с указанием относящихся к ним
разделов) _____

7. Дата выдачи задания 07.03.2019

Руководитель магистерской диссертации: _____

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.03.2019

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 222 с., 48 рисунков, 144 таблиц, 56 источников, 17 приложений.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РЕЖИМ, ПЕРЕТОК МОЩНОСТИ, СТАТИЧЕСКИЙ КОМПЕНСАТОР РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ВСТАВКА ПОСТОЯННОГО ТОКА, АКТИВНОЕ ФИЛЬТРО-СИММЕТРИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ПРЕДЕЛ ПЕРЕДАВАЕМОЙ МОЩНОСТИ, НАДЕЖНОСТЬ.

В магистерской диссертации произведена разработка способа организации параллельной несинхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири с помощью вставки постоянного тока на базе статических компенсаторов реактивной мощности.

Определён эквивалент рассматриваемого участка электрической сети, осуществлён структурный анализ объединяемых энергосистем и исследованы их функциональные свойства. Изучены варианты реализации параллельной несинхронной работы двух энергосистем, выбран наиболее оптимальный, по технико-экономическим показателям, способ. Исследованы современные инновационные технологии, применяемые при создании вставок постоянного тока, рассчитаны пределы передаваемых мощностей по связям энергосистем, определены расчетные параметры ВПТ и СТАТКОМ. Осуществлен расчет и анализ режимов работы энергосистем до и после объединения в нормальных и послеаварийных режимах. Произведена оценка необходимости реконструкции ПС 220 кВ Могоча, с целью организации надежности связи энергосистем, произведены расчеты токов короткого замыкания, выбранно необходимое оборудование. Произведен анализ надежности функционирования сети электроснабжения потребителей.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Исследование особенностей функционирования объединяемых энергосистем	11
1.1 Описание объединенной энергосистемы Востока	11
1.2 Описание объединенной энергосистемы Сибири	12
1.3 Проведение структурного анализа и исследование функциональных свойств энергосистемы Амурской области и энергосистемы Забайкальского края	14
1.3.1 Анализ особенностей функционирования энергосистемы Амурской области	14
1.3.2 Характеристика источников питания Амурской энергосистемы	18
1.3.3 Структурный анализ ЛЭП Амурской энергосистемы	26
1.3.4 Структурный анализ ПС Амурской энергосистемы	33
1.3.5 Анализ особенностей функционирования энергосистемы Забайкальского края	38
1.3.6 Характеристика источников питания Забайкальской энергосистемы	44
1.3.7 Структурный анализ ЛЭП Забайкальской энергосистемы	50
1.3.8 Структурный анализ ПС Забайкальской энергосистемы	57
1.3.9 Определение эквивалента рассматриваемого участка электрической сети	64
2 Современное состояние вопроса параллельной несинхронной работы энергосистем	67
2.1 Исследование материалов по тематике предмета исследования	67
2.2 Описание программно–аппаратных комплексов, применяемых в работе	76

3 Исследование установившихся режимов существующей сети до объединения энергосистем	86
3.1 Моделирование существующего участка электрической сети	88
3.2 Анализ нормальных режимов существующей сети	88
3.3 Анализ возможности переноса точки деления сети	91
3.4 Оценка послеаварийных режимов сети	95
3.4.1. Послеаварийный режим после нормативных возмущений I группы	96
3.4.2. Послеаварийный режим после нормативных возмущений III группы	98
4 Разработка вставки несинхронной связи	101
4.1 Постановка проблемы и определение путей ее решения	101
4.2 Способы реализации параллельной несинхронной связи	102
4.3 Исследование пропускных способностей существующих связей	105
4.3.1 Определение предела передаваемой мощности по статической устойчивости	106
4.3.2 Определение предела передаваемой мощности для ОЭС Востока	109
4.3.3 Определение предела передаваемой мощности для ОЭС Сибири	114
4.3.4 Описание устройства и особенностей функционирования вставки постоянного тока на базе статических компенсаторов реактивной мощности	119
4.3.5 Определение расчетной мощности вставки постоянного тока	120
4.3.6 Определение основных параметров СТАТКОМ	121
4.3.7 Определение рационального напряжения вставки постоянного тока	134
5 Исследование электрических режимов при параллельной несинхронной работе энергосистем	137
5.1 Анализ предельных, по передаче активной мощности, режимов	137
5.2 Анализ нормального режима параллельной работы	142
5.3 Анализ послеаварийных режимов параллельной работы	144

5.3.1. Послеаварийные режимы после нормативного возмущения I группы	144
5.3.2. Послеаварийные режимы после нормативного возмущения III группы	147
6 Техническая реализация параллельной несинхронной работы объединенных энергосистем Востока и Сибири	152
6.1 Реконструкция ПС 220 кВ Могоча	152
6.2 Выбор силовых трансформаторов	156
6.3 Расчёт токов короткого замыкания	158
6.4 Определение максимальных рабочих токов и выбор типа РУ	167
6.4.1 Определение максимальных рабочих токов	167
6.4.2 Выбор типа распределительного устройства	168
6.5 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ	169
6.6 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений 220 кВ	181
6.7 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 35 кВ	186
6.8 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений 35 кВ	195
6.9 Оценка влияния ВПТ на надежность системы электроснабжения Транссибирской магистрали	197
6.9.1 Оценка надежности системы электроснабжения Транссибирской магистрали до ввода в работу ВПТ	199
6.9.2 Оценка надежности системы электроснабжения Транссибирской магистрали после ввода в работу ВПТ	207
Заключение	216
Библиографический список	217
Приложение А	223
Приложение Б	233
Приложение В	240
Приложение Г	241
Приложение Д	242
Приложение Е	243

Приложение Ж	244
Приложение И	245
Приложение К	246
Приложение Л	247
Приложение М	248
Приложение Н	249
Приложение П	250
Приложение Р	251
Приложение С	252
Приложение Т	254
Приложение У	256

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ВЛ – воздушная линия;
- ПВК – программно–вычислительный комплекс;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ШР – шунтирующий реактор;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- ПС – подстанция;
- РМ – реактивная мощность;
- ВН – высокое напряжение;
- СН – среднее напряжение;
- НН – низкое напряжение;
- ОЭС – объединенная энергетическая система;
- ТКЗ – токи короткого замыкания;
- СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности;
- ВТП – вставка постоянного тока;
- ЦС АРЧМ – централизованная система автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности;
- КДУ – коэффициент долевого участия;
- ПДГ – плановый диспетчерский график;
- ВНС – вставка несинхронной связи;
- ЕЭС России – Единая энергетическая система России;
- АЭ – Амурская энергосистема;
- ЗЭ – Забайкальская энергосистема.

ВВЕДЕНИЕ

Важность электроэнергетики для всех отраслей промышленности приводит к повышенным требованиям ее надежного функционирования. Параметры электроэнергетического режима должны находиться в допустимых пределах, обеспечивая надежным и качественным электроснабжением всех подключенных потребителей. Существенный вклад в достижение этих целей оказывает объединение энергосистем в одну, параллельно работающую, единую структуру. При объединении компенсируются недостатки, присущие отдельным видам станций, и снижается общая мощность электростанций, необходимая для обеспечения всех потребителей. Смежные энергосистемы образуют объединенные энергосистемы, а последние, в свою очередь, соединяются в Единую энергетическую систему (ЕЭС) России.

В настоящий момент ЕЭС России разделена на две крупные части: первую и вторую синхронную зону, которые из-за особенностей своего функционирования не способны работать параллельно по связям переменного тока.

Данная тема актуальна на сегодняшний день, так как объединение синхронных зон повысит эффективность функционирования ЕЭС России, статическую и динамическую устойчивость объединяемых энергосистем, поможет оптимизировать электроэнергетические режимы работы, увеличит надежность электроснабжения потребителей

Объектом исследования выбраны энергосистемы Амурской области и Забайкальского края.

Предметом исследования выступает параллельная несинхронная работа энергосистем.

Целью магистерской диссертации является организация параллельной несинхронной работы энергосистем на примере объединения ОЭС Востока и ОЭС Сибири, посредством связи энергосистемы Амурской области с энергосистемой Забайкальского края.

В ходе работы были поставлены и решены следующие задачи:

- 1) исследование функциональных свойств и пропускных способностей связей энергосистем Амурской области и Забайкальского края;
- 2) определение основных технических характеристик вставки несинхронной связи;
- 3) исследование нормальных и послеаварийных режимов до и после организации несинхронной связи;
- 4) разработка технических решений для реализации несинхронной связи;
- 5) оценка влияния объединения энергосистем на надежность функционирования сети электроснабжения потребителей.

Научная новизна работы заключается в следующем:

- 1) разработаны методические подходы по организации несинхронной работы энергосистем;
- 2) применены современные инновационные технологии для реализации технической части.

Практическая значимость работы заключается в разработке технических решений, необходимых для реализации поставленной цели.

Магистерская диссертация предусматривает проектирование вставки постоянного тока на базе СТАТКОМ для связи объединенных энергосистем Востока и Сибири.

Графическая часть работы содержит 3 листа формата А1.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы следующие лицензионные средства программного обеспечения:

Microsoft Windows 10 Pro;

Microsoft Office 2016;

MathType 6.1 Equation;

Mathcad 15.0;

ПВК RastrWin3;

АРМ СРЗА.

1 ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕДИНЯЕМЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Единая энергетическая система России состоит из 71 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем. ЕЭС России состоит из двух крупных энергообъединений: первой и второй синхронных зон [52].

В состав первой синхронной зоны входят:

- 1) ОЭС Северо – Запада
- 2) ОЭС Центра
- 3) ОЭС Юга
- 4) ОЭС Средней Волги
- 5) ОЭС Урала
- 6) ОЭС Сибири

В состав второй синхронной зоны входит только ОЭС Востока.

1.1 Описание объединенной энергосистемы Востока

Объединенная энергетическая система Востока располагается на территории Дальневосточного федерального округа и четырех субъектов Российской Федерации: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Еврейской автономной области, а также Республики Саха (Якутия).

В ее состав входят четыре региональные энергетические системы:

- 1) энергосистема Амурской области и Южно-Якутского энергорайона республики Саха (Якутия);
- 2) энергосистема Приморского края;
- 3) энергосистема Хабаровского края Еврейской автономной области;
- 4) энергосистема Западного и Центрального энергорайона республики Саха (Якутия).

Режимом работы энергообъединения управляет филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемами субъектов Российской Федерации, входящими в состав объединения, осуществляют четыре филиала АО «СО ЕЭС» региональных диспетчерских управления: Амурское, Приморское, Хабаровское и Якутское [52].

Объединенную энергосистему Востока образуют 27 электростанций мощностью 5 МВт и выше, электрические подстанции класса напряжения 110–500 кВ общей мощностью 38,8 млн кВА и линии электропередачи 110–500 кВ общей протяженностью 33 025 км. Суммарная установленная мощность ОЭС Востока по данным на 01.01.2019 составляет 11 264,7 МВт (без учета работающего изолированно Николаевского энергорайона).

По территориально-технологическим причинам энергосистемы четырех субъектов Российской Федерации, находящихся в регионе, работают изолированно от ЕЭС России. В их числе: Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область и Чукотский автономный округ. ОЭС Востока связана с ОЭС Сибири тремя высоковольтными линиями электропередачи 220 кВ и граничит с энергосистемой Китая [52].

В структуре генерирующих мощностей преобладают тепловые электростанции, имеющие ограниченный диапазон регулирования. Основные генерирующие источники размещены в западной части ОЭС Востока, а основные районы потребления – на юго-востоке, что обуславливает большую протяженность линий электропередачи. Еще одной особенностью ОЭС Востока является одна из самых высоких в ЕЭС России доля коммунально-бытовой нагрузки в электропотреблении – порядка 25%.

1.2 Описание объединенной энергосистемы Сибири

Объединенная энергетическая система Сибири располагается на территории Сибирского Федерального округа и 12 субъектов Российской Федерации: республики Алтай, Бурятия, Тыва и Хакасия, Алтайский, Забайкальский и Красноярский края, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Томская и Омская области [52].

В ее состав входят региональные энергетические системы:

- 1) Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края;
- 2) Энергосистема Республики Бурятия;
- 3) Энергосистема Забайкальского Края;
- 4) Энергосистема Иркутской области;
- 5) Энергосистема Новосибирской области;
- 6) Энергосистема Омской области;
- 7) Энергосистема Республики Хакасия;
- 8) Энергосистема Кемеровской и Томской областей.

Режимом работы энергообъединения управляет филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемами субъектов Российской Федерации, входящих в состав объединения, осуществляют 9 филиалов АО «СО ЕЭС» региональных диспетчерских управлений: Алтайское, Бурятское, Забайкальское, Иркутское, Красноярское, Новосибирское, Омское, Хакасское, Кемеровское.

Площадь территории ОЭС Сибири – 4944,3 тыс. кв. км, в городах и населенных пунктах, расположенных на ней, проживает более 20 млн человек.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 103 электростанции суммарной установленной мощностью 51861,09 МВт (по данным на 01.01.2019). Из них на долю гидроэлектростанций приходится 25291,4 МВт (48,8%), на долю тепловых электростанций – 26514,49 МВт (51,1%), солнечных электростанций – 55,2 МВт (0,1%). Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220, 500 и 1150 кВ. Общая протяженность линий электропередачи составляет 101 288 км (по данным на 01.01.2019).

ОЭС Сибири граничит с энергосистемами Урала, Востока, Казахстана, Монголии и Китая и является одним из самых крупных энергообъединений ЕЭС России. Около 50% структуры генерирующей мощности составляют гидроэлектростанции с водохранилищами многолетнего регулирования и запасами порядка 30 млрд кВт*ч на период длительного маловодья. ГЭС Сибири производят

почти 10% объема выработки всех электростанций ЕЭС России. Управление режимом ОЭС Сибири осложняют естественные колебания годового стока рек Ангаро-Енисейского бассейна, энергетический потенциал которого составляет от 70 до 120 млрд кВт*ч, а также тот факт, что водность рек – стихийное природное явление, которое не прогнозируется даже в краткосрочном цикле.

Нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигается за счет перетоков мощности в размере до 2 млн кВт по транзиту Сибирь – Урал – Центр. Это обеспечивает компенсацию годовой неравномерности энергоотдачи гидроэлектростанций за счет резервов единой энергосистемы, а также делает возможным использование регулировочного диапазона гидроэлектростанций ОЭС Сибири для регулирования нагрузки в ЕЭС России [52].

1.3 Проведение структурного анализа и исследование функциональных свойств энергосистемы Амурской области и энергосистемы Забайкальского края

Цель данного пункта – показать современное состояние рассматриваемых электроэнергетических систем, перспективы их развития, «узкие места» энергосистем и основных потребителей электрической энергии.

В качестве эквивалентов для обеих энергосистем выберем элементы системообразующих сетей 110-500 кВ.

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- 1) характеристику источников питания;
- 2) структурный анализ ЛЭП;
- 3) структурный анализ ПС.

Анализ производится на основе материалов, собранных во время производственной и преддипломной практик, проходящих в филиале АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

1.3.1 Анализ особенностей функционирования энергосистемы Амурской области

Энергосистема Амурской области находится в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав объединённой энергетической системы Востока.

Местный региональный диспетчерский центр осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления не только объектами электроэнергетики на территории Амурской области, а также на территориях Алданского и Нерюнгринского районов Республики Саха (Якутия), которые в совокупности представляют Южно-Якутский энергетический район. Далее в работе под Амурской энергосистемой будет пониматься энергосистема Амурской области и Южно – Якутского энергорайона республики Саха (Якутия).

Амурская энергосистема граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС Республики Саха (Якутия) (ВЛ 220 кВ, КВЛ 220 кВ), с ЭС КНР (ВЛ 500 – 220 – 110 кВ) [50]:

Граница с ОЭС Сибири:

- 1) ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка;
- 2) ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т;
- 3) ВЛ 220 кВ Хани – Чара.

ОЭС Востока и ОЭС Сибири работают непараллельно и несинхронно, точки раздела устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса энергообъединений.

Граница с ЭС Хабаровского края и ЕАО:

- 1) ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1;
- 2) ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 2;
- 3) ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан;
- 4) ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т;
- 5) ВЛ 220 кВ Ядрин/т – Облучье;

Граница с ЭС Республики Саха (Якутия) (Южно-Якутский энергорайон):

- 1) КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

2) КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

Граница с ЭС КНР:

- 1) ВЛ 500 кВ Амурская-Хэйхэ;
- 2) ВЛ 220 кВ Благовещенская-Айгунь I цепь;
- 3) ВЛ 220 кВ Благовещенская-Айгунь II цепь;
- 4) ВЛ 110 кВ Благовещенская-Хэйхэ;

Энергосистема Амурской области состоит из трех энергорайонов:

1) Западный энергорайон включает в себя основные энергообъекты: ПС 220 кВ Тында, ПС 220 кВ Сквородино, ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т;

2) Восточный энергорайон включает в себя основные энергообъекты: ПС 500 кВ Амурская, ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 220 кВ Завитая, ПС 220 кВ Магдагачи, ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Февральская;

3) Центральный энергорайон (входит в состав Восточного энергорайона): ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Сетевая, ПС 110 кВ Тамбовка.

Южно-Якутский энергорайон граничит с энергосистемой Амурской области, Центральным и Западным районами энергосистемы Республики Саха (Якутия), ОЭС Сибири.

Южно-Якутский энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

ПС 220 кВ Нижний Куранах, ПС 220 кВ НПС-18, ПС 220 кВ Томмот, ПС 110 кВ Обогадательная Фабрика, ПС 110 кВ СХК, ПС 110 кВ Лебединый.

В энергосистеме Амурской области сосредоточено до 70% всех гидроэнергетических ресурсов объединенной энергосистемы Востока, с помощью них обеспечивается работа Зейской, Бурейской и Нижне-Бурейской ГЭС. В решении энергетических проблем области высока роль Благовещенской ТЭЦ и Райчихинской ГРЭС.

Крупнейшими электросетевыми компаниями на территории Амурской области являются филиалы АО «ДРСК» и филиал ПАО "ФСК ЕЭС" – Амурское ПМЭС.

Сбыт электрической энергии конечным потребителям на территории Амурской области осуществляется следующими энергосбытовыми организациями [50]:

- 1) Филиал ПАО «ДЭК» «Амурэнергосбыт»;
- 2) ОАО «Оборонэнергосбыт» филиал «Дальневосточный»;
- 3) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;
- 4) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС»;
- 5) ООО «Транснефтьэнерго»;
- 6) ООО «Инженерные изыскания»;
- 7) ЗАО «ННК-Энерго»;
- 8) ООО «Главэнергосбыт»;
- 9) ООО «РН-Энерго».

Потребителями, составляющими наибольшую долю в электропотреблении ЭС Амурской области, являются: электрифицированный железнодорожный транспорт (около 30%) и население (около 14%). Также велико влияние собственных и производственных нужд электростанций (около 9%) и предприятий добывающей промышленности (около 9%) [50].

Таблица 1 – Структура электропотребления энергосистемы Амурской области

Наименование потребителя	Электропотребление, кВт·ч
Транспорт	2503400000
Промышленность	2166900000
Сельское хозяйство	62600000
Население	1131300000
Собственные нужды электростанций	753200000
Потери в региональных сетях по (филиалу ПАО «ДЭК» -Амурэнергосбыт)	596500000
Потери электроэнергии в сетях ЕНЭС	403380000
Прочие потребители	
Суммарное электропотребление Амурской области	8370160000

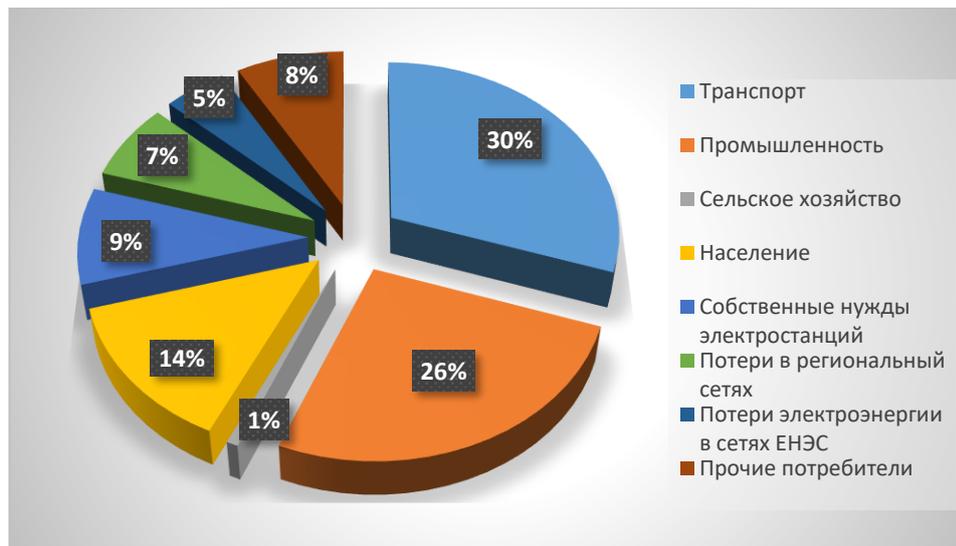


Рисунок 1 – Процентное соотношение электропотребления Амурской энергосистемы

1.3.2 Характеристика источников питания Амурской энергосистемы

Бурейская ГЭС

В Амурской энергосистеме Бурейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- выдача мощности и выработка электроэнергии;
- регулирование частоты;
- прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

Установленная мощность – 2010 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

На станции установлено 6 гидроагрегатов мощностью 335 МВт каждый, с радиально-осевыми турбинами PO140/0942-B-625, работающими при расчётном напоре 103 м (максимальном 120 м). Турбины приводят в действие синхронные гидрогенераторы зонтичного типа СВ-1313/265-48 УХЛ4 мощностью 335 МВт, выдающие ток на напряжении 15,75 кВ. Гидрогенераторы имеют естественное

воздушное охлаждение. Номинальная частота вращения ротора генератора – 125 об/мин, угонная частота вращения – 230 об/мин, нагрузка на подпятник – 2300 т [49].

РУ ВН Бурейской ГЭС:

$U_{НОМ}$: 500 кВ

Схема РУ: Шестиугольник (№500-8).

Количество ячеек: 3 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой трансформаторной ячейке.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН- 167000/500/220	3	10,4	33,5	20,3	269	74,1	173,68	0,1
ТДЦ – 400000/220 – У1	4	14,8			790,7	221	720	0,18

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{уст},$ МВт	$U_{НОМ},$ кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15.75	125

РУ СН Бурейской ГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

Схема РУ: Нетиповая, на основе схемы №220-12.

Количество ячеек: 4 линейных, 5 трансформаторных.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин.

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ – 400000/220 – У1	2	13,07			847,1	234	808	0,202

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	2	335	15.75	125

Зейская ГЭС

Установленная мощность – 1330 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

РУ ВН Зейской ГЭС:

U_{ном}: 500 кВ

Схема РУ: Полупотрнная (№500-17).

Количество ячеек 4: АТ, ввод блоков 5ГТ и 6 ГТ, ввод блоков 3ГТ и 2ГТ, ВЛ-500.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой секции и на отходящих линиях.

Таблица 6 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН- 167000/500/220/35	3	10,7	33,5	20,7	94,5	0,12	400,8	0,24
ТЦ-250000/500	4	13,3			637	239	1250	0,5

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
СВ 1130/220-44ХЛ4	2	215	15.75	136,4
СВ 1130/220-44ХЛ4	2	225	15.75	136,4

РУ СН Зейской ГЭС:

U_{ном}: 220 кВ

Схема РУ: Нетиповая, на основе схемы №220-12.

Количество ячеек: 5 линейных, 4 трансформаторных, 2 ОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, на отходящих линиях.

Таблица 8 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220	2	10,8			611	204	1025	0,41

Таблица 9 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
СВ 1130/220-44ХЛ4	2	225	15,75	136,4

Нижне-Бурейская ГЭС

Установленная мощность – 320 МВт.

Генераторное напряжение – 13,8 кВ.

РУ ВН Нижне-Бурейской ГЭС:

U_{ном}: 220 кВ

Схема РУ: Две рабочие системы шин (№220-13).

Количество ячеек: 4 генераторные, 3 линейные, ШСВ

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой системе шин.

Таблица 10 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-125000/220	4	11,5			369,67	53,56	500	0,4

Таблица 11 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
СВ 695/160-56 УХЛ4	4	80	13,8	107,14

Нерюнгринская ГРЭС

Установленная мощность – 570 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

РУ ВН Нерюнгринской ГРЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин (№220-13Н).

Количество ячеек: 1 генераторная, 4 линейные, 2 трансформаторные, ШСВ, ОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шинах.

Таблица 12 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН- 125000/220/ 110- 68У1	2	10	30,4	18,5	235	97	437,5	0,24
ТДЦ-250000/220- 79У1	1	11,98			694,1	255	1450	0,58

Таблица 13 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{уст},$ МВт	$U_{НОМ},$ кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
ТГВ-200-2 МУЗ	1	210	15,75	3000

РУ СН Нерюнгринской ГРЭС:

$U_{НОМ}$: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин (№110-13Н).

Количество ячеек: 2 генераторные, 7 линейных, 5 трансформаторных, ШСВ, ОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шинах.

Таблица 14 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-250000/110- УХЛ1	1	11,93			631,86	89,25	325	0,13
ТДЦ-250000/110- 70У1	1	10,4			655	197	1050	0,42

Таблица 15 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
ТГВ 200-2МУЗ	2	180	15.75	3000

Благовещенская ТЭЦ

Установленная мощность – 404 МВт.

Генераторное напряжение – 6,3 кВ и 10,5 кВ.

РУ ВН Благовещенской ТЭЦ:

U_{ном}: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин (№110-13Н).

Количество ячеек: 4 генераторных, 6 линейных, 2 трансформаторные, ШСВ, ОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шинах.

Таблица 16 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТРДЦН-80000/110-75У1	1	10,9			299,7	86,4	488	0,61
ТДЦ-125000/110/10,5	2	10,91			418,44	115	587,5	0,47
ТДЦ-160000/110-У1	1	11,63			495,23	60,195	100	0,063

Таблица 17 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
ТВФ-63-2УЗ	1	60	6,3	3000
ТВФ-120-2УЗ	2	110	10,5	3000
ТЗВФ-130-2УЗ	1	124	10,5	3000

Райчихинская ГРЭС

Установленная мощность – 102 МВт.

Генераторное напряжение – 6,3 кВ.

РУ СН Райчихинской ГРЭС:

$U_{НОМ}$: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин (№110-13Н).

Количество ячеек: 2 генераторные, 4 линейные, 1 трансформаторная, ШСВ, ОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шинах.

Таблица 18 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-125/220/110	1	10	31	19,3	267	91	350	0,28
ТДТН-80/110/35/6,6	2	11,3	19,6	6,98	399	89,3	472	0,59

Таблица 19 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{уст},$ МВт	$U_{НОМ},$ кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВ-60-2	1	50	6,3	3000
ТВ-60-2	1	33	6,3	3000

РУ НН Райчихинской ГРЭС:

$U_{НОМ}$: 6 кВ

Схема РУ: Нетиповая, на основе схемы №6-9.

Количество ячеек: 2 генераторные, 9 реакторных, 1 трансформаторная, 3 ШСВ, 2 СВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шинах.

Таблица 20 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
ТД-10000/35/6,3	1	7,29			61,6	16,6	80	0,8
ТД-15000/35/6,3	1	8,66			121,76	34,6	450	3

Таблица 21 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
T2-12-2	1	12	6,3	3000
T2-12-2	1	7	6,3	3000

Чульманская ТЭЦ

Установленная мощность – 48 МВт.

Генераторное напряжение – 6,3 кВ.

РУ ВН Чульманской ТЭЦ:

U_{ном}: 110 кВ

Схема РУ: Одна секционированная выключателем система шин (№110-9).

Количество ячеек: 4 генераторные, 4 линейные, 2 трансформаторные, СВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шинах.

Таблица 22 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДТНГ-15000/110	2	10,8	18,2	6,7	126	55,8	660	4,4
ТДТН-16000/ 110	2	10,4	16,98	6,13	93,2	27,36	115,2	0,72
ТДН-15000/110	1	10,44			125,92	33,75	166,5	1,11
ТДН-16000/ 110-66	2	11,1			91,2	23,34	94,4	0,59
ТДН-16000/110-76У1	1	11,19			85,93	23,85	75,2	0,47

Таблица 23 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
T-12-2	4	12	6,3	3000

Как можно судить из представленных данных, установленная мощности гидроэлектростанций станций составляет 3660 МВт, тепловых станций – 1124 МВт.

Схемы РУ электрических станций приведены в приложении А.



Рисунок 2 – Процентное соотношение установленных мощностей электростанций

1.3.3 Структурный анализ ЛЭП Амурской энергосистемы

Проанализируем и систематизируем, используемые в энергосистеме, воздушные и кабельные линии электропередач по классам номинального напряжения, марке проводов (кабелей) и протяженности линий.

Таблица 24 – Линии электропередач Амурской энергосистемы

Наименование линии	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4
ВЛ 500 кВ			
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская	3*АС 330/43, АС-500	227,7	ВЛ
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №1	3хАС-330	429,48	ВЛ
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №2	3хАС-330	423,85	ВЛ
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1	3*АС 330/43*АЕРО-Z ААСR Z 647 А3F	356,7	ВЛ
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2	3*АС 330/43, 3*АС-500/36	361,5	ВЛ
ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхе	3*АС-500/36	163,6	ВЛ

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ			
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками	АС-300, АС-240	78,9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская № 1	АС-400/51	129,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская № 2	АСО-300	130,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск	АС-240/39, АС-300	138,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская	АС-300/39	42,91	ВЛ
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Ледяная	АС-300/39	33,49	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка	АСУС-300, АС-240/32	85	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т	АС-240/32, АСО-330	88,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Архара – НПС-29	АС-400/51;	34,62	ВЛ
ВЛ 220 кВ Архара – Ядрин/т с отпайкой на ПС Тарманчукан/т	АС-300/39	92,3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т	АС-300/39	102,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	АСО-300/39	72,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	АС-300/39	104,8	ВЛ
ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	АС-240/32	119,4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь	АС-400/51	26,62	ВЛ
ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь II цепь	АС-400/51	26,62	ВЛ
ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка	АС-300-39	108,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	АС-300/39	24,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая I цепь	АС-400/51	79,4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая II цепь	АС-400/51	79,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т	АС-300/39	114,9	ВЛ
КВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	АС-300	54,3	КВЛ
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	АС-300/39	26,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка	АС-300/39	52,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка	АС-300/39	79,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	АС-400/64	133,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	АС-300/39	10,1	ВЛ

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	АС-300/39	10,38	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская	АС-300/39	183,8	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	АС-300/39	54,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки	АСО-300	77,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	АС-300/39; АС-240/39	20,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	АС-240/39	24,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	АСО-300	51,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	АС-300/39	146,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	АС-300/39	35,95	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	АС-240/39	125,3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС-24	АС-240/39	14,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск	АС-240, АСО-330/39	55,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск/т	АС-240/32	54,8	ВЛ
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19	АС-300/39, ПвПу2г 1х500Гж/95- 127/220кВ	184	КВЛ
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19	АС-300/39, ПвПу2г 1х500Гж/95- 127/220кВ	184	КВЛ
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	АС-300/39	164,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2	АС-300/39	168,2	ВЛ
КВЛ 220 кВ Нижне – Бурейская ГЭС-Архара	АС-400/51; ПвПпнг (А)2Гж- НФ 1х 400/95 (ов)-127/ 220 кВ	51,55	КВЛ
КВЛ 220 кВ Нижне – Бурейская ГЭС- НПС-29	АС-400/51; ПвПпнг (А)2Гж- НФ 1х 400/95 (ов)-127/ 220 кВ	77,6	КВЛ
КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС- Завитая с отпайкой на ПС Створ	400/51; ПвПпнг (А)2Гж-НФ 1х 400/95 (ов)-127/ 220 кВ	57,65	КВЛ
КВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Томмот I цепь	АС-300/39	47,45	КВЛ
КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	АС-300/39	47,45	КВЛ

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь	АС-300/39	434,65	КВЛ
КВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь	АС-300/39	432,89	КВЛ
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16	АС-240/32	262,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16	АС-240/32	262,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская с отпайкой на ПС Уландочка	АС-240/32	180,4	ВЛ
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	АС-300/39	74,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	АС-300/39	113,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	АС-240/32	95,62	ВЛ
ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	АС-240/32	95,57	ВЛ
ВЛ 220 кВ НПС-24 – Чалганы/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	АС-240/39	90,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала	АС-300/39	146,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	АС-300/39	98,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара № 1	АС-300/39	55,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара № 2	АС-300/39	54,4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Завитая № 1	АС-240, АС-300	44,7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Завитая № 2	АС-240, АС-300	44,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	АСО-300	112,3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сиваки – Мухинская/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	АСО-300	56,8	ВЛ
КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1	АС-300/39, ПвПу2г 1х500г	156,9	ВЛ
КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2	АС-300/39, ПвПу2г 1х500гж/95- 127/220кВ	155,3	КВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	АС-300/39	75,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	АС-300/39	25,9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	АС-240/39	33,6	ВЛ
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	АС-300/39; ПвПу2г 1х500гж/95- 127/220кВ	147,7	КВЛ

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	АС-300/39, ПвПу2г 1х500гж/95- 127/220кВ	74,45	КВЛ
ВЛ 220 кВ Ульручы/т – Сквородино	АС-300, АС-240	29,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	АС-300/39	64,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала	АС-300/39	166,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан	АС-300/39	127,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Хани – Чара	АС-300/39	124,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	АС-300/39	87,1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т	АСО-300	39,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма	АС-300/39	134,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ядрин/т – Облучье	АС-300	8,26	ВЛ
ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар	АС-300/39	85,37	ВЛ
ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча	АС-300/39	44,04	ВЛ
ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка	АС-300/39	87,27	ВЛ
ВЛ 110 кВ			
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Хэйхэ	АС-400/51	24,45	ВЛ
КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная №1 с отпайками	АС-185/29	6,69	КВЛ
КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная №2 с отпайкой на ПС Северная	АС-185/29	6,69	КВЛ
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - Благовещенская № 1 с отпайками	АСО-300/39	9,17	ВЛ
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №2 с отпайкой на ПС Чигири	АСО-300/39	9,17	ВЛ
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 с отпайками	АС-185/29, АСО-300/39	6	ВЛ
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2 с отпайками	АС-185/29, АСО-300/39	6	ВЛ
ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта	АС-120/19	19,8	ВЛ
ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка	АС-120/19	22,7	ВЛ
ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка	АС-185/24	27,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Ивановка – Полевая	АС-185/29	33	ВЛ
ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпай- ками	АС-120/19	40,7	ВЛ
ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	АС-120/19	46	ВЛ

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками	АС-185/24	26,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками	АС-185/24	26,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Озерная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка	АС-120/19	44,4	ВЛ
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Буряя/т	АС-185/39	12	ВЛ
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка	АС-120/19	72	ВЛ
ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка	АС-185/29	62,75	ВЛ
ВЛ 110 кВ Хатыми – Малый Нимныр	АС-120/19	41,15	ВЛ
ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная	АС-120/19	36,7	ВЛ
ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка	АС-185/29	19,95	ВЛ
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	АС-120/19	105,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайками	АС-120/19	65,9	ВЛ
ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый	АС-120/19	37,2	ВЛ

Анализируя данные таблицы, можно сделать выводы:

- 1) Суммарная длина системообразующей сети составляет 10922,06 км;
- 2) Длина ЛЭП 110 кВ составляет 806,82 км и 7% от общей длины, длина ЛЭП 220 кВ 8152,41 км и 75%, длина ЛЭП 500 кВ 1962,83 км и 18%;
- 3) Двадцать три линии электропередачи имеют в своем составе проводники разных сечений и марок;
- 4) Тридцать шесть линий электропередачи имеют отпайки;
- 5) Пятнадцать ЛЭП имеют кабельно-воздушное исполнение.

Ниже приведены поясняющие диаграммы.

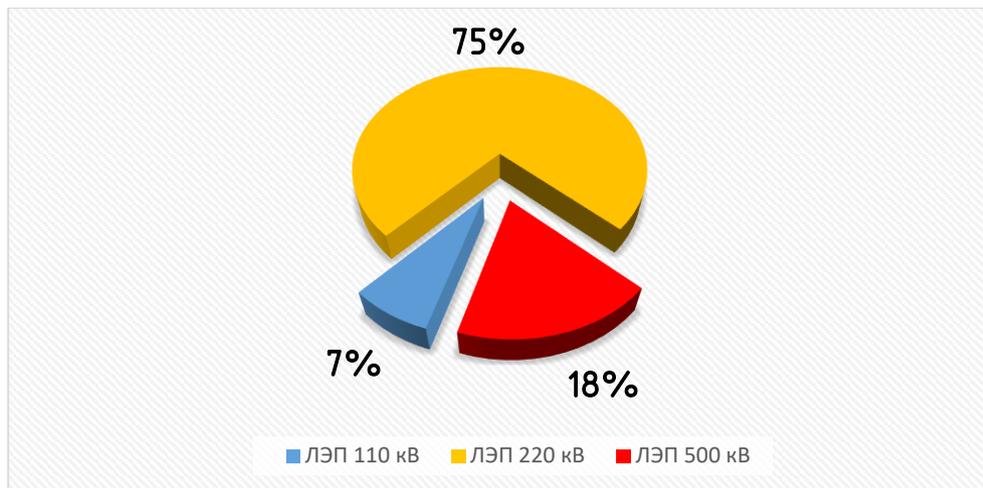


Рисунок 3 – Распределение протяженности линий электропередач, в зависимости от класса номинального напряжения

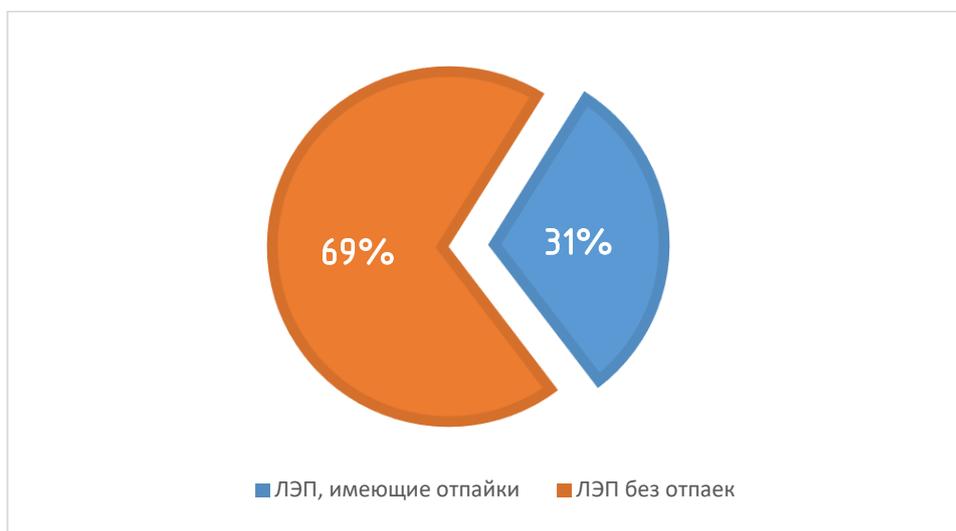


Рисунок 4 – Соотношение ЛЭП, в зависимости от наличия отпаяк

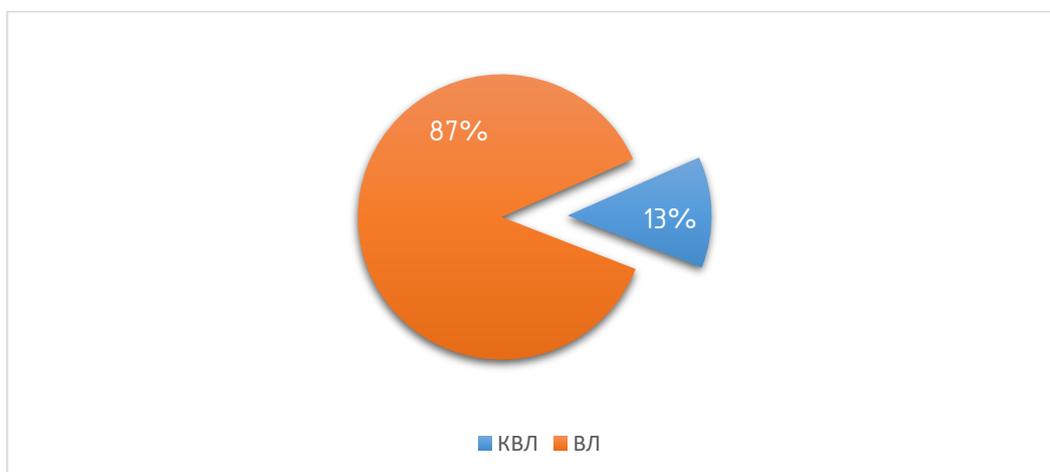


Рисунок 5 – Соотношение ВЛ и КВЛ

1.3.4 Структурный анализ ПС Амурской энергосистемы

Проанализировав способы подключения подстанций к сети и их схемы электрических соединений, можно судить о надежности функционирования системообразующей сети и возможности резервирования в случае аварийных ситуации

В данном пункте выделим подстанции по способу присоединения к сети и схемам распределительных устройств, согласно изложенному в [49] перечню типовых схем электрических соединений.

Таблица 25 – Классификация ПС по способу присоединения к сети и схемам распределительных устройств

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема распределительного устройства высокого напряжения
1	2	3
ПС 500 кВ Амурская	Узловая	Нетиповая схема на основе полуторной схеме (500-17)
ПС 220 кВ Аячи/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Ерофей – Павлович/т	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (220-12)
ПС 220 кВ Большая Омутная/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Уруша/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ БАМ/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Скородино	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (220-12)
ПС 220 кВ НПС-15	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Майя	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Нижний Куранах	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ НПС-16	Отпаечная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5Н и 220-5АН

Продолжение таблицы 25

1	2	3
ПС 110 кВ Лебединский	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Юхта	Проходная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Большой Нимныр	Проходная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Малый Нимныр	Узловая	Нетиповая схема на основе схемы 110-4Н
ПС 110 кВ Хатыми	Проходная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 220 кВ НПС-17	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4Н)
ПС 220 кВ НПС-19	Отпаечная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ НПС-18	Узловая	Две рабочие системы шин (220-13)
ПС 220 кВ Тында	Узловая	Нетиповая схема на основе 220-13 и 220-9
ПС 220 кВ Хорогочи	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Лопча	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Юктали	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Хани	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Ульручьи/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Талдан/т	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4Н)
ПС 220 кВ Гонжа/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (200-5АН)
ПС 220 кВ Магдагачи	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Сулус/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Ключевая	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Дипкун	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)

Продолжение таблицы 25

1	2	3
ПС 220 кВ Тутаул	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Призейская	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Светлая	Узловая	Две рабочие системы шин (220-13)
ПС 220 кВ Энергия	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Сиваки	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Чалганы/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Сиваки/т	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4Н)
ПС 220 кВ НПС-24	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Мухинская/т	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Шимановск	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Шимановск/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Ледяная/т	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4Н)
ПС 220 кВ Ледяная	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Новокиевка	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Уландочка	Отпаечная	Блок линия-трансформатор с выключателем (220-3Н)
ПС 220 кВ Февральская	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (220-12)
ПС 220 кВ Тунгала	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Хвойная	Отпаечная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Короли/т	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Завитая	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (220-13Н)
ПС 220 кВ Свободный	Отпаечная	Блок линия-трансформатор с выключателем (220-3Н)
ПС 220 кВ Белогорск	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ Белогорск/т	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН

Продолжение таблицы 25

1	2	3
ПС 220 кВ Створ	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 220 кВ НПС-29	Проходная	Четырехугольник (220-7)
ПС 220 кВ Архара	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (220-12)
ПС 220 кВ Тарман-чукан/т	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (220-4Н)
ПС 220 кВ Ядрин/т	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Благовещенская	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (220-9)
ПС 110 кВ Озёрная	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5 Н и 110-5 АН
ПС 110 кВ Анновка	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Полевая	Проходная	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Ивановка	Проходная	Нетиповая схема на основе 110-9
ПС 110 кВ Волково	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Тамбовка	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Михайловка	Узловая	Нетиповая схема на основе 110-9
ПС 110 кВ Владимировка	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Центральная	Узловая	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Северная	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Кирпичная	Отпаечная	Нетиповая схема на основе 110-9
ПС 110 кВ Сетевая	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Новая	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Кооперативная	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)
ПС 110 кВ Чигири	Отпаечная	Одна рабочая секционированная система шин (110-9)

Выводы структурного анализа подстанций Амурской энергосистемы покажем на примере диаграмм на рисунках 6-8.

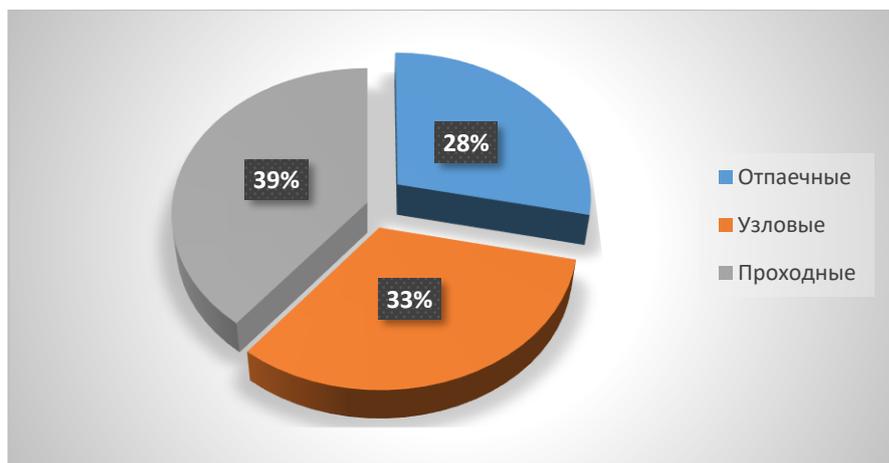


Рисунок 6 – Процентное соотношение подстанций по типу присоединения к сети

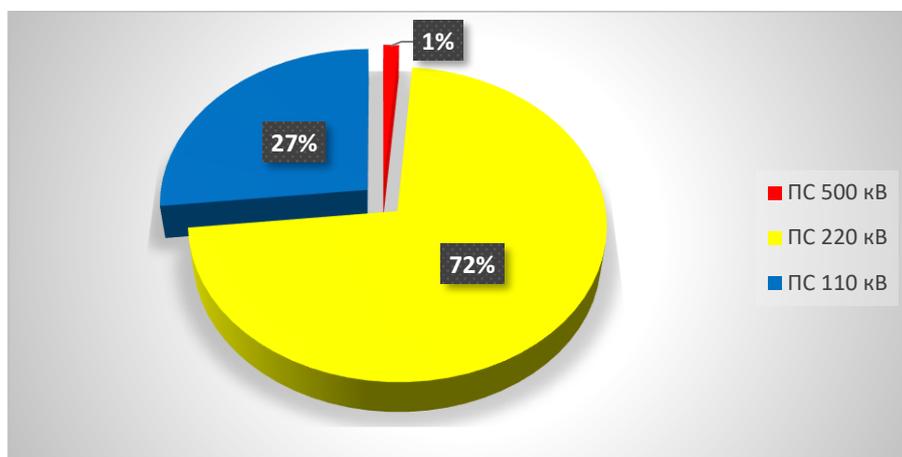


Рисунок 7 – Процентное соотношение подстанций по классу номинального напряжения

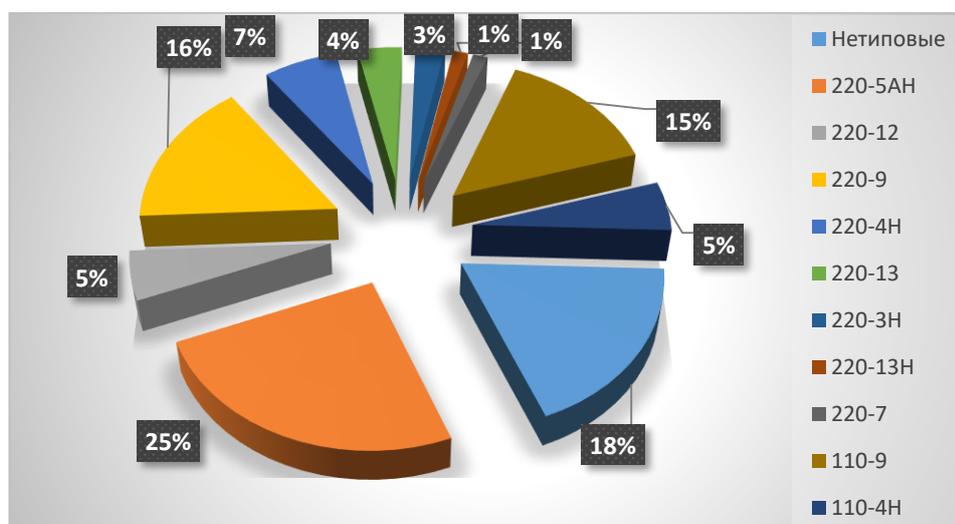


Рисунок 8 – Распределение подстанций по схемам РУ ВН

На основе представленных данных можно сделать выводы:

- 1) Наблюдается преобладание подстанций класса напряжения 220 кВ (72%);
- 2) Большинство подстанций являются проходными, их процентное соотношение 39% от общего числа рассматриваемых подстанций, далее узловые и отпаечные с процентным соотношением 33% и 28% соответственно;
- 3) Наблюдается, что среди применяемых схем РУ ВН на подстанциях в 18% случаев применяются нетиповые схемы.

1.3.5 Анализ особенностей функционирования энергосистемы Забайкальского края

Энергосистема Забайкальского края охватывает территорию Забайкальского края, входит в Объединенную энергосистему Сибири. Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Забайкальского края осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Забайкальского края», который входит в зону операционной деятельности ОДУ Сибири [52].

В управлении и ведении Забайкальского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 1593,8 МВт. Наиболее крупными из них являются: Харанорская ГРЭС установленной мощностью 665 МВт; Читинская ТЭЦ-1 установленной мощностью 452,8 МВт и станция промышленного предприятия ТЭЦ ППГХО установленной мощностью 410 МВт.

В энергосистему Забайкальского края входят семь энергорайонов [51]:

Энергорайон БАМ, включающий в себя следующие объекты:

- 1) ПС 220 кВ Чара, ПС 220 кВ Куанда Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» –Забайкальское ПМЭС;
- 2) Электрические сети 220 кВ Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Забайкальское ПМЭС.

По межсистемным связям энергорайон БАМа ограничивают следующие ВЛ:

с Амурской энергосистемой:

– ВЛ 220 кВ Хани – Чара;

с Бурятской энергосистемой:

– ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда;

– ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (выполнена в габаритах 220 кВ).

Читинский энергорайон, включающий в себя следующие объекты:

1) Читинская ТЭЦ-1;

2) Читинская ТЭЦ-2;

3) ПС 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» для обеспечения электроснабжения г. Чита и его окрестностей;

4) Электрические сети 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» для обеспечения электроснабжения г. Чита и его окрестностей.

По внутрисистемным связям Читинский энергорайон ограничивают следующие ВЛ и объекты:

– Автотрансформатор связи 1АТ Читинской ТЭЦ-1;

– Автотрансформатор связи 2АТ Читинской ТЭЦ-1;

– ВЛ 110 кВ Лесная – Вторая с отпайкой на ПС 110 кВ Ингода.

Юго-Восточный энергорайон, включающий в себя следующие объекты:

1) Харанорская ГРЭС;

2) Приаргунская ТЭЦ;

3) Шерловогорская ТЭЦ;

4) Электростанции промышленных предприятий – Первомайская ТЭЦ, Краснокаменная ТЭЦ;

5) Электрические сети 220 кВ и подстанции 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Забайкальское ПМЭС;

6) Электрические сети 110 кВ и подстанции 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»;

7) Подстанции 220 кВ и 110 кВ Филиала ОАО «РЖД» – Трансэнерго – Забайкальская дирекция по энергообеспечению.

По межсистемным связям Юго-Восточный энергорайон ограничивают следующие ВЛ 220 кВ с Амурской энергосистемой:

- ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т;
- ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка.

По внутрисистемным связям Юго-Восточный энергорайон ограничивают следующие ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Новая;
- ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита-1;
- ВЛ 110 кВ Вторая – Тыргетуй.

Приаргунский энергорайон, входит в состав Юго-восточного энергорайона и включает в себя следующие объекты:

- 1) Приаргунская ТЭЦ;
- 2) ПС 110 кВ Кадая, ПС 110 кВ Михайловка, ПС 110 кВ Благодатка Филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»;
- 3) Электрические сети 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго».

Связь Приаргунского энергорайона с энергосистемой Забайкальского края осуществляется по ВЛ 110 кВ Кличка – Приаргунская ТЭЦ.

Краснокаменский энергорайон, входит в состав Юго-Восточного энергорайона и включает в себя следующие объекты:

- 1) ТЭЦ ППГХО;
- 2) ПС 220 кВ ЦРП ППГХО;
- 3) ПС 110 кВ и электрические сети 110 кВ филиал АО «ОТЭК» в городе Краснокаменске.

Связь Краснокаменского энергорайона с энергосистемой Забайкальского края осуществляется по:

- ВЛ 220 кВ Шерловогорская – ЦРП ППГХО;
- ВЛ 110 кВ Кличка – ТЭЦ ППГХО с отпайкой на ПС Уртуй I цепь;
- ВЛ 110 кВ Кличка – ТЭЦ ППГХО с отпайкой на ПС Уртуй II цепь;
- ВЛ 110 кВ Абагайтуй – ТЭЦ ППГХО;
- ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – Забайкальск.

Западный энергорайон, включающий в себя следующие объекты:

1) Электрические сети 220 кВ и подстанции 220 кВ Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Забайкальское ПМЭС;

2) Электрические сети 110 кВ и подстанции 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»;

3) Подстанции 220 кВ Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго – Забайкальская дирекция по энергообеспечению.

По межсистемным связям Западный энергорайон ограничивают следующие ВЛ 220 кВ с Бурятской энергосистемой:

– ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская;

– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижя;

– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск;

– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур.

По внутрисистемным связям Западный энергорайон ограничивают следующие ВЛ:

– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита I цепь;

– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита II цепь;

– ВЛ 110 кВ Лесная – Вторая с отпайкой на ПС Ингода.

Южный энергорайон, входит в состав Юго-Восточного энергорайона и включает в себя следующие объекты:

1) ТЭЦ ППГХО;

2) ПС 220 кВ ЦРП ППГХО;

3) Приаргунская ТЭЦ;

4) Электрические сети 110 кВ и ПС 110 кВ Филиала АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске;

5) Электрические сети 110 кВ и подстанции 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго».

Связь Южного энергорайона с энергосистемой Забайкальского края осуществляется по:

– ВЛ 220 кВ Шерловогорская – ЦРП ППГХО;

– ВЛ 110 кВ Балей – Шелопугино;

– ВЛ 110 кВ Борзя Восточная – Харанор с отпайкой на ПС Борзя Западная.

Энергосистема Забайкальского края граничит:

С Амурской энергосистемой по линиям электропередач:

– ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т;

– ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка;

– ВЛ 220 кВ Хани – Чара.

С Бурятской энергосистемой по линиям электпопередач:

– ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск – Забайкальская;

– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур;

– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск;

– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижя;

– ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда;

– ВЛ 110 кВ Сосновоозерск – Беклемишево с отпайкой на ПС Грязнуха;

– ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара;

С энергосистемой Монголии по линиям электропередач:

– ВЛ 10 кВ Соловьевск – Эренцав;

– ВЛ 10 кВ Верхний Ульхун – Ульхан-Майхан.

В настоящее время в Забайкальском крае централизованным электроснабжением не обеспечены 23 населённых пункта в восьми районах. Филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» охватывает централизованным электроснабжением 97 % населения и практически всю промышленность Забайкальского края [52].

Таблица 26 – Общая характеристика энергосистемы Забайкальского края

Площадь территории, тыс. кв. км	Зона охвата населения центр. эл-снабжения	Население, чел.	Протяженность ВЛ 220-110 кВ, км	Установленная мощность электростанций, МВт	Максимум Нагрузки (2017г.), МВт
431,9	97%	1072500	9485,326	1593,8	1257

Исторический максимум суммарной установленной мощности объектов генерации был установлен в 2012 году и составил 1602 МВт. Исторический максимум потребления был зафиксирован в 1989 году и составил 1392 МВт [49].

Основные потребители электроэнергии Забайкальского края по величине потребляемой электрической энергии и их процентное соотношение представлены ниже в таблице 27 и на рисунке 9:

Таблица 27 – Структура потребителей электрической энергии Забайкальского края

Наименование потребителя	Величина потребляемой электрической энергии, кВт*ч	Процентное соотношение, %
Добыча полезных ископаемых	933500000	11,9
Обрабатывающие производства	74300000	1
Потери в электрических сетях	936800000	12
Собственные нужды, производственные нужды и хозяйственные нужды	933500000	12
Строительство	32500000	0,4
Транспорт и связь	3094200000	39,6
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	9700000	0,1
Население (бытовое потребление)	925100000	11,8
Прочие виды экономической деятельности	870100000	11,1
Сумма	7812700000	100

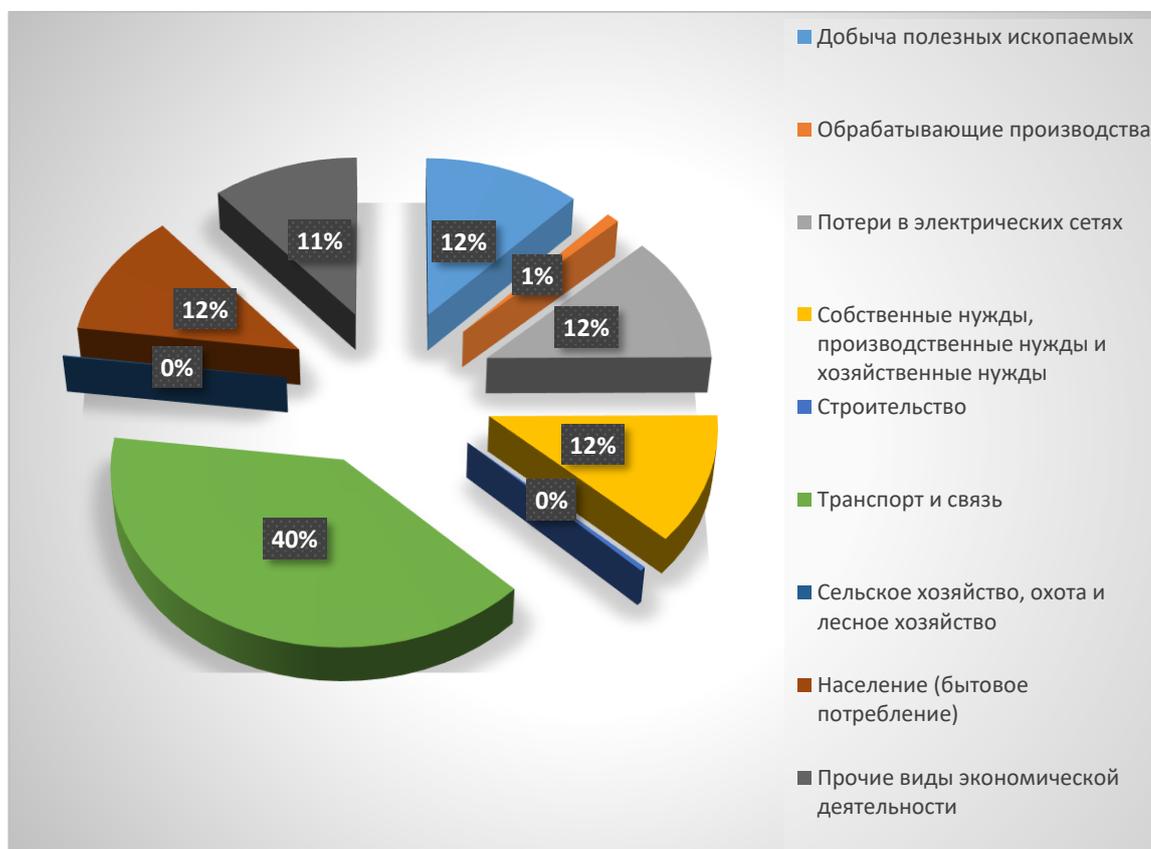


Рисунок 9 – Структура потребителей электроэнергии Забайкальского края

1.3.6 Характеристика источников питания Забайкальской энергосистемы Харанорская ГРЭС

Харанорская ГРЭС является крупнейшей тепловой электростанцией в Восточном Забайкалье и самой мощной станцией Забайкальской энергосистемы. Основными потребителями Харанорской ГРЭС являются предприятия горнодобывающей промышленности, железнодорожного транспорта, сельского хозяйства. Вся вырабатываемая станцией энергия поставляется на оптовый рынок электроэнергии [51].

Установленная мощность – 665 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Выработка электроэнергии на Харанорской ГРЭС составляет более 2,7 млрд кВт·ч в год. Отпуск тепла – около 134 тыс. Гкал.

На станции установлено 3 турбоагрегата мощностью 215 МВт, 215 МВт и 235 МВт, с трехцилиндровыми конденсационными турбинами с промежуточным перегревом пара К-215-130 и К-225-12,8-3Р. Турбины приводят в действие синхронные турбогенераторы с водородно-водяным охлаждением обмоток ТГВ-200 - 2МУЗ мощностями 215 МВт и синхронный турбогенератор с воздушным охлаждением ТЗФП-220-2УЗ мощностью 235 МВт, выдающие ток на напряжении 15,75 кВ. Номинальная частота вращения ротора генератора – 3000 об/мин.

РУ ВН Харанорской ГРЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

Схема РУ: Нетиповая, на основе схемы № 220-13Н.

Количество ячеек: 7 линейных, 2 трансформаторные, 2 генераторные, 2 ОШСВ, 2 СВ, 1 реакторная.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой секции каждой системы шин.

Таблица 28 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-125000/220/110/10 У1	2	11,5	42,7	27,8	309	60	Нет данных	0,17
ТДЦ-250000/220-У1	2	11,2			568,35	183,75	Нет данных	0,29

Таблица 29 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТГВ-200 - 2МУЗ	1	215	15,75	3000
ТЗФП - 220 УЗ	1	235	15,75	3000

РУ СН Харанорской ГРЭС:

U_{ном}: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин (№220-13Н).

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные, 1 генераторная, 1 ОВ, 1 ШОВ, 1 реакторная.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую шину.

Таблица 30 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
ТДЦ-250000/110-У1	1	10,5	636	176	Нет данных	0,422

Таблица 31 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТГВ-200 - 2МУЗ	1	215	15,75	3000

Читинская ТЭЦ-1

Установленная мощность – 452,8 МВт.

Генераторное напряжение – 6,3 кВ и 10,5 кВ.

РУ ВН Читинской ТЭЦ-1:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин (№220-13Н).

Количество ячеек: 4 линейные, 3 трансформаторные, 3 генераторные, 1 ОВ,
1 ШСВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой системе шин.

Таблица 32 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН 125000/220/110- УХЛ-1	1	10,78	43,41	27,78	298,62	40,2	362,5	0,036
АТДЦТН 125000/220/110- УХЛ-1	1	11	41,6	27,7	328,14	60	362,5	0,29
АТДЦТН 125000/220/110- УХЛ-1	1	10,71	20,17	30,87	265,62	84,8	362,5	0,29
ТДЦГ 1250000/220- УХЛ-1	1	11,8			410	98,3	500	0,4
ТДЦГ 1250000/220- УХЛ-1	1	12,5			661	193	1625	1,3
ТДЦГ 1250000/220- УХЛ-1	1	11,2			398	145	887,5	0,71

Таблица 33 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{УСТ},$ МВт	$U_{НОМ},$ кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
ТВФ-100-2	1	87	10,5	3000
ТВФ-120-2	1	87	10,5	3000
ТВФ-120-2	1	78,8	10,5	3000

РУ СН Читинской ТЭЦ-1:

$U_{НОМ}$: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин (№110-13Н).

Количество ячеек: 6 линейных, 3 трансформаторные, 3 генераторные, 1 ОВ,
1 ШСВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую шину.

Таблица 34 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
ТДЦ 80000/110-УХЛ-1	1	10,28	325,25	73	392	0,49
ТДЦ 80000/110-УХЛ-1	1	10,22	319,48	77,5	408	0,51
ТДЦ 1250000/110-УХЛ-1	1	10,85	438,81	90	400	0,32
ТДТН-25000/110-У1	1	10,1	140,84	27,6	Нет данных	0,56

Таблица 35 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-60-2	2	60	6,3	3000
ТВФ-100-2	1	80	10,5	3000

ТЭЦ ППГХО

Установленная мощность – 410 МВт.

Генераторное напряжение – 6,3 кВ и 10,5 кВ.

РУ ВН ТЭЦ ППГХО:

U_{ном}: 110 кВ

Схема РУ: Нетиповая, на основе схемы №220-13Н.

Количество ячеек: 11 линейных, 1 трансформаторная, 6 генераторных, 2 СВ, 2 ОВ, 2 ШСВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой секции каждой системы шин.

Таблица 36 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
1	2	3	4	5	6	7
ТРДН-80000/100-81 У4	1	10,4	315	59,4	280	0,35
ТРДЦН-80000/100-69	2	10,7	316,3	70,8	248	0,31

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5	6	7
ТРДЦН-80000/110-75 У1	1	10,9	306,6	63	168	0,21
ТДЦ-125000/110 У4	1	11,16	425,07	92	512,5	0,35
ТРДН-125000/110 У4	1	10,85	429,9	97,5	512,5	0,41
ТРДН-25000/110-79 У1	1	10,55	115	25,5	107,5	0,43

Таблица 37 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
ТВФ-63-2У4	1	60	6,3	3000
ТВФ-60-2	1	50	6,3	3000
ТВФ-63-2У4	1	50	6,3	3000
ТВФ-63-2У4	1	60	6,3	3000
ТВФ-110-2ЕУ3	1	80	10,5	3000
ТВФ-110-2ЕУ3	1	110	10,5	3000

Приаргунская ТЭЦ

Установленная мощность – 24 МВт.

Генераторное напряжение – 6,3 кВ.

РУ ВН Приаргунской ТЭЦ:

U_{ном}: 110 кВ

Схема РУ: Нетиповая, на основе схемы №110-9.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные, 1 СМВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой секции шин и один на линии 110 кВ.

Таблица 38 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДТГ-15000 110/35/6	2	16,8	10,68	8,97	137	58,1	660	4,4
ТМТН-6300/110	1	11,4	18,2	6,22	57,3	16,4	252	4

Таблица 39 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
T-12-2УЗ	2	12	6,3	3000

Шерловогорская ТЭЦ

Установленная мощность – 12 МВт.

Генераторное напряжение – 6,3 кВ.

РУ ВН Шерловогорской ТЭЦ:

U_{ном}: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие системы шин с обходной (№220-13Н).

Количество ячеек: 5 линейных, 2 трансформаторные, 1 ШСВ, 1 СМВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой системе шин, на обходной системе шин, на присоединениях линейных ячеек.

Таблица 40 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДТН 20000/110	1	10,3	10,3	16,6	166	43,2	320	1,8
ТДТГ 15000/110	1	10,6	10,6	16,7	127	36	270	1,8

Таблица 41 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная ча- стота вращения, об/мин
T-12-2УЗ	1	12	6,3	3000

Читинская ТЭЦ-2

Установленная мощность – 12 МВт.

Генераторное напряжение – 6,3 кВ.

РУ НН Читинской ТЭЦ-2:

U_{ном}: 6 кВ

Схема РУ: Нетиповая, на основе схемы №6-13.

Количество ячеек: 2 генераторные, 5 линейных, 7 трансформаторных, 5 ячеек с двигательной нагрузкой, 1 ШСВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждой системе шин, по 3 ТН на генераторных ячейках.

Таблица 42 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДНГ-15000/110	1	10,1			154,04	49,86	540	3,8
ТДНГ-15000/110	1	10,1			142,93	31,31	210	1,49

Таблица 43 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{уст} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
Т-2-6-2	2	6	6,3	3000

Схемы РУ электрических станций представлены в приложении Б.

1.3.7 Структурный анализ ЛЭП Забайкальской энергосистемы

Аналогично пункту 1.3.3 произведем анализ и систематизацию используемых в энергосистеме воздушные и кабельные линии электропередач по классам номинального напряжения, марке проводов (кабелей) и протяженности линий.

Таблица 44 – Линии электропередач Забайкальской энергосистемы

Наименование линии	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ			
ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская	3хАС-300/39, АС-300/39	187,15	ВЛ
ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Чита	АС-300/39	354,48	ВЛ
ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур	АС-300/39	38,02	ВЛ
ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск	АС-300/39	44,92	ВЛ
ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижя	АС-300/39	18,04	ВЛ
ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Бада	АС-240/32	83,14	ВЛ

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская- Тарбагатай	АС-240/32	23,3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тарбагатай - Бада	АС-240/32	61,47	ВЛ
ВЛ 220 кВ Бада – Хилок	АС-240/32	64,9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Бада - Харагун	АС-240/32	108,69	ВЛ
ВЛ 220 кВ Хилок - Могзон	АС-240/32	126,93	ВЛ
ВЛ 220 кВ Харагун - Сохондо	АС-240/32	106,25	ВЛ
ВЛ 220 кВ Чита – Сохондо с отпайкой на ПС Лесная	АС-240/32	30,12	ВЛ
ВЛ 220 кВ Чита – Могзон с отпайкой на ПС Лесная	АС-240/32	33,17	ВЛ
ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита I цепь	АС-240/32	9,06	ВЛ
ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита II цепь	АС-240/32	9,06	ВЛ
ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 - Чита-1	АС-300/39	7,16	ВЛ
ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 - Новая	АС-300/39	59,72	ВЛ
ВЛ 220 кВ Чита-1 – Маккавеево	АС-300/39	60,04	ВЛ
ВЛ 220 кВ Новая – Маккавеево	АС-300/39	19,14	ВЛ
ВЛ 220 кВ Маккавеево – Урульга с отпайкой на ПС Дарасун	АС-300/39	9,21	ВЛ
ВЛ 220 кВ Маккавеево – Карымская с отпайкой на ПС Дарасун	АС-300/39	9,31	ВЛ
ВЛ 220 кВ Карымская - Размахнино	АС-300/39	89,9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Урульга - Шилка	АС-300/39	92,44	ВЛ
ВЛ 220 кВ Размахнино - Холбон	АС-300/39	59,35	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шилка - Холбон	АС-300/39	25,51	ВЛ
ВЛ 220 кВ Холбон – Харанорская ГРЭС I цепь	АС-240/32	147,97	ВЛ
ВЛ 220 кВ Холбон – Харанорская ГРЭС II цепь	АС-300/39	141,89	ВЛ

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Холбон - Харанорская ГРЭС III цепь	АС-300/39	141,89	ВЛ
ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Маккавеево	2хАС-240/32	167,02	ВЛ
ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Шерловогорская	АС-240/32	118,16	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шерловогорская - ЦРП ППГХО	АС-240/32	177,21	ВЛ
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	АС-300/39	72,92	ВЛ
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковая	АС-300/39	31,03	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	АС-240/32	80,87	ВЛ
ВЛ 220 кВ Приисковая - Чернышевск	АС-300/39	95,32	ВЛ
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	АС-300/39	11,49	ВЛ
ВЛ 220 кВ Чернышевск - Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	АС-240/32	38,94	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зилово - Урюм	АС-300/39	46,5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Зилово - Сбега	АС-300/39	81,56	ВЛ
ВЛ 220 кВ Урюм - Ксеньевская	АС-300/39	71,28	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сбега - Кислый Ключ	АС-300/39	68,41	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ксеньевская - Пеньковская	АС-300/39	60,26	ВЛ
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	АС-300/39	63,25	ВЛ
ВЛ 220 кВ Могоча - Пеньковская	АС-300/39	35,13	ВЛ
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	АС-300/39	45,02	ВЛ
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	АС-300/39	85,37	ВЛ
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	АС-300/39	87,27	ВЛ
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	АС-300/39	63,83	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка	АС-300/39	53,73	ВЛ

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т -Аячи/т	АС-300/39	26,46	ВЛ
ВЛ-220 кВ Таксимо – Куанда	АС-300/39	88,95	ВЛ
ВЛ 220 кВ Куанда – Чара	АС-300/39	149,14	ВЛ
ВЛ 220 кВ Хани – Чара	АС-300/39	128,14	ВЛ
ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Быстринская I цепь	2хАС-400, 2хАС-300	234,85	ВЛ
ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Быстринская II цепь	2хАС-400, 2хАС-300	234,85	ВЛ
ВЛ 110 кВ			
ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 - Заречная I цепь с отпайками	АС-185	13,25	ВЛ
ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 - Заречная II цепь с отпайками	АС-185	13,25	ВЛ
ВЛ 110 кВ Заречная – Каштак I цепь с отпайками	АС-120	11,01	ВЛ
ВЛ 110 кВ Заречная - Каштак II цепь с отпайками	АС-120	11,01	ВЛ
ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 - Каштак I цепь с отпайками	АСО-240	17,72	ВЛ
ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 - Каштак II цепь с отпайками	АСО-240	17,72	ВЛ
ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 - Черновская I цепь с отпайкой на ПС Кадала	АС-120	13,8	ВЛ
ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 - Черновская II цепь с отпайкой на ПС Кадала	АС-120	13,8	ВЛ
ВЛ 110 кВ Холбон – Чернышевск I цепь с отпайкой на ПС Нерчинск	АС-150	114	ВЛ
ВЛ 110 кВ Холбон – Чернышевск II цепь с отпайкой на ПС Нерчинск	АС-150	114	ВЛ
ВЛ 110 кВ Холбон - Балей I цепь	АС-120	50,45	ВЛ
ВЛ 110 кВ Холбон- Балей II цепь	АС-95	53,12	ВЛ
ВЛ 110 кВ Балей- Калангуй	АС-120	73,5	ВЛ
ВЛ 110 кВ Балей - Шелопугино с отпайкой на ПС Омчак	АС-95	68,17	ВЛ
ВЛ 110 кВ Вершина Шахтамы-Акатуй- Кличка с отпайкой на ПС Бугдаинская	АС-95	30,2	

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ	АС-120	85	ВЛ
ВЛ 110 кВ Кличка - ТЭЦ ППГХО I цепь с отпайкой на ПС Уртууй	АС-150	44,72	ВЛ
ВЛ 110 кВ Кличка – ТЭЦ ППГХО II цепь с отпайкой на ПС Уртууй	АС-150	44,74	ВЛ
ВЛ 110 кВ Шерловогорская ТЭЦ - Шерловогорская I цепь	АСО-240	5,9	ВЛ
ВЛ 110 кВ Шерловогорская ТЭЦ – Шерловогорская II цепь	АСО-240	5,9	ВЛ
ВЛ 110 кВ Калангуй - Шерловогорская ТЭЦ	АС-120	58,6	ВЛ
ВЛ 110 кВ Мирная - Шерловогорская ТЭЦ с отпайкой на ПС Безречная	АС-150	33,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Первая – Мирная	АС-120	46,35	ВЛ
ВЛ 110 кВ Шерловогорская - Борзя Восточная I цепь	АС-120	29,2	ВЛ
ВЛ 110 кВ Шерловогорская - Борзя Восточная II цепь	АС-120	29,2	ВЛ
ВЛ 110 кВ Борзя Восточная - Харанор с отпайкой на ПС Борзя Западная	АС-120	52,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Харанор -Даурия	АС-120	35,4	ВЛ
ВЛ 110 кВ Даурия - Забайкальск	АС-120	58,8	ВЛ
ВЛ 110 кВ Забайкальск - Абагайтуй	АС-120	48,8	ВЛ
ВЛ 110 кВ Абагайтуй - ТЭЦ ППГХО	АС-120	53,3	ВЛ
ВЛ 110 кВ Дарасун - Дульдурга I цепь с отпайками	АС-120	130	ВЛ
ВЛ 110 кВ Дарасун – Дульдурга II цепь с отпайками	АС-120	130	ВЛ
ВЛ 110 кВ Дарасун – Орловский ГОК с отпайкой на ПС Агинская	АС-120	100,4	ВЛ
ВЛ 110 кВ Дарасун – Бурятская	АС-120	116,9	ВЛ
ВЛ 110 кВ Черновская – Ингода	АС-120	32,7	ВЛ
ВЛ 110 кВ Лесная - Вторая с отпайкой на ПС Ингода	АС-120	51,5	ВЛ
ВЛ 110 кВ Орловский ГОК- Степь	АС-120	50,4	ВЛ

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Степь- Турга с отпайкой на ПС Оловянная	АС-150	11,5	ВЛ
ВЛ 110 кВ Турга- Первая	АС-150	13	ВЛ
ВЛ 110 кВ Турга – Харанорская ГРЭС I цепь	АССР	1,7	ВЛ
ВЛ 110 кВ Турга – Харанорская ГРЭС II цепь	АССР	1,7	ВЛ
ВЛ 110 кВ Чернышевск - Жирекен	АС-120	42,6	ВЛ
ВЛ 110 кВ Жирекен- Аксеново Зилово	АС-120	42,4	ВЛ
ВЛ 110 кВ Аксеново Зилово - Ксеньевская	АС-120	112,37	ВЛ
ВЛ 110 кВ Ксеньевская - Верхняя Давенда	АС-95	44,9	ВЛ
ВЛ 110 кВ Верхняя Давенда – Могоча	АС-95	41,22	ВЛ
ВЛ 110 кВ Вторая- Тыргетуй	АС-120	64,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Шелопугино- Вершина Шахтамы	АС-95	50,3	ВЛ
ВЛ 110 кВ Бурятская - Орловский ГОК с отпайкой на ПС Агинская	АС-120	59,9	ВЛ
ВЛ 110 кВ Орловский ГОК- Булак	АС-120	42,8	ВЛ
ВЛ 110 кВ Булак- Турга	АС-120	36,04	ВЛ
ВЛ 110 кВ Черновская - Беклемишево	АС-120	46	ВЛ
ВЛ 110 кВ Таксимо - Чара с отпайками	АС-300/39	237,44	ВЛ
ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – Забайкальск	АС-120	100,03	ВЛ
ВЛ 110 кВ Холбон – Первомайская ТЭЦ с отпайкой на ПС Казаново	АС-95	52,42	ВЛ
ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Беклемишево	АС-95/16	17,6	ВЛ
ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – ЦРП ППГХО I цепь	АС-150	7,96	ВЛ
ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – ЦРП ППГХО II цепь	АС-150	7,96	ВЛ
ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – ЦРП ППГХО №1	2*АС-150	7,9	ВЛ

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – ЦРП ППГХО №2	АС-240	9,3	ВЛ

Анализируя данные таблицы, можно сделать выводы:

- 1) Суммарная длина системообразующей сети составляет 7488,32 км;
- 2) Длина ЛЭП 110 кВ составляет 2909,15 км и 39% от общей длины, длина ЛЭП 220 кВ 4579,19 км и 61%;
- 3) Две ВЛ 220 кВ выполнены композитными проводами АССР;
- 4) Три линии электропередачи имеют в своем составе проводники разных сечений и марок;
- 5) Тридцать линий электропередачи имеют отпайки;
- 6) В системообразующей сети отсутствуют линии кабельно-воздушного и кабельного исполнения;
- 7) Две ВЛ 220 кВ выполнены в габаритах ВЛ 500 кВ.

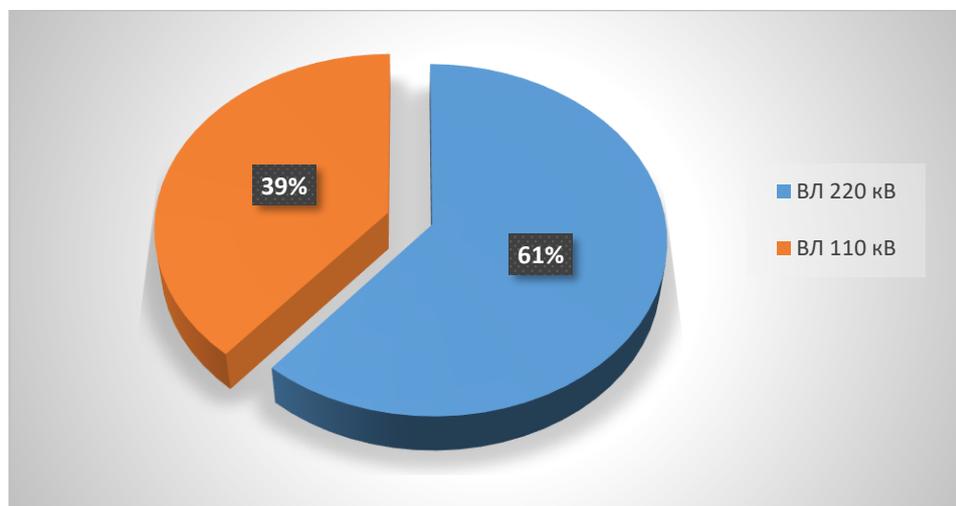


Рисунок 10 – Распределение протяженности линий электропередач, в зависимости от класса номинального напряжения

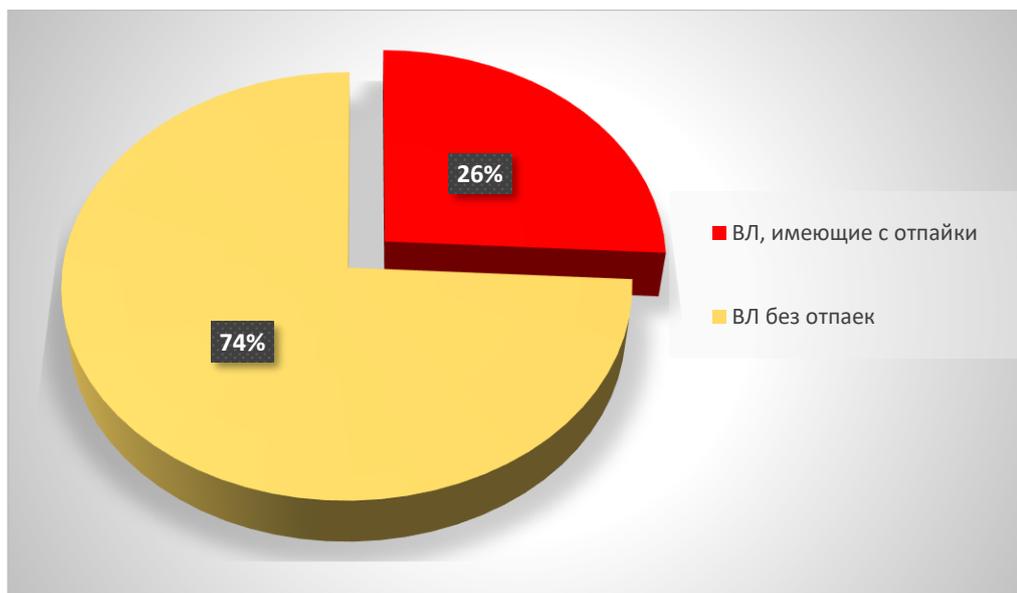


Рисунок 11 – Соотношение ВЛ, в зависимости от наличия отпаяк

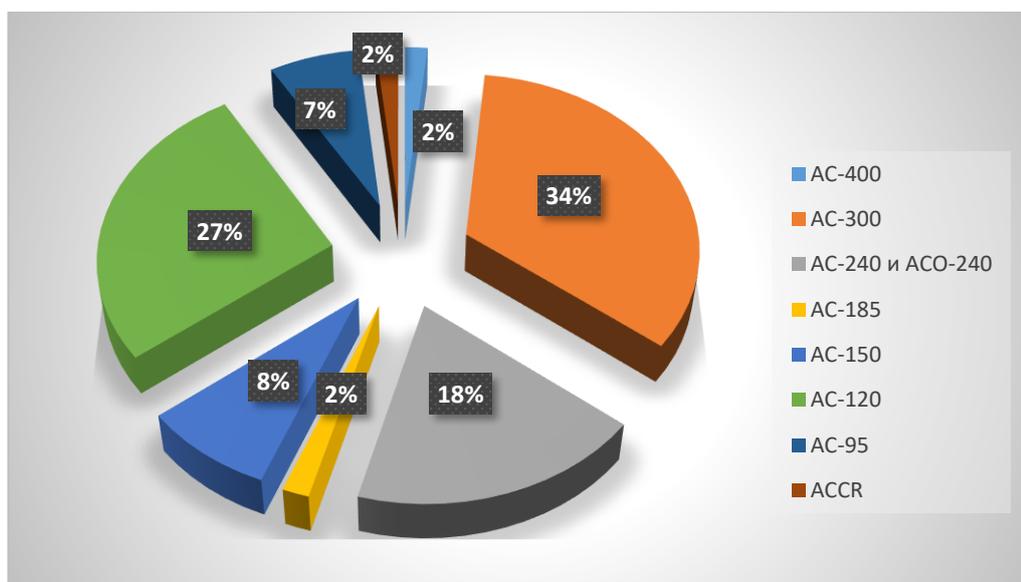


Рисунок 12 – Процентное соотношение применяемых марок проводов

1.3.8 Структурный анализ ПС Забайкальской энергосистемы

Проанализировав способы подключения подстанций к сети и их схемы электрических соединений, можно судить о надежности функционирования системообразующей сети и возможности резервирования в случае аварийных ситуаций.

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети и схемам РУ.

Таблица 45 – Классификация ПС по способу присоединения к сети и схемам распределительных устройств

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема распределительного устройства высокого напряжения
1	2	3
ПС 220 кВ Тарбагатай	Проходная	Нетиповая схема на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Петровск - Забайкальская	Узловая	Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями (220-14)
ПС 220 кВ Бада	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (220-13Н)
ПС 220 кВ Хилок	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Харагун	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Могзон	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Сохондо	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Чита	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (220-13Н)
ПС 220 кВ Лесная	Отпаечная	Нетиповая схема на основе схемы № 220-4Н
ПС 220 кВ Чита - 1	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Новая	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ Маккаево	Узловая	Нетиповая схема на основе схемы № 220-9
ПС 220 кВ Карымская	Узловая	Нетиповая схема на основе схемы № 220-9
ПС 220 кВ Размахино	Узловая	Нетиповая схема на основе схемы № 220-9
ПС 220 кВ Шилка	Узловая	Нетиповая схема на основе схемы № 220-9
ПС 220 кВ Холбон	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (220-13Н)
ПС 220 кВ Урульга	Узловая	Нетиповая схема на основе схемы № 220-9
ПС 220 кВ Дарасун	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4Н)
ПС 220 кВ Зилово	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (220-12)

Продолжение таблицы 45

1	2	3
ПС 220 кВ Приисксовая	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Шапка	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Чернышевск	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Башулей	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Урюм	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Сбега	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Ксеньевская	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Кислый Ключ	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Жирекен	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4Н)
ПС 220 кВ Пеньковская	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Могоча	Узловая	Нетиповая схема на основе схем № 220-17 и 220-7
ПС 220 кВ Семиозёрный	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Амазар	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)

Продолжение таблицы 45

1	2	3
ПС 220 кВ Чичатка	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Чара	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (220-5АН)
ПС 220 кВ Куанда	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 220-5 Н и 220-5 АН
ПС 220 кВ ЦРП ППГХО	Проходная	Нетиповая схема на основе схемы № 220-4Н
ПС 220 кВ Шерловогорская	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (220-12)
ПС 220 кВ Быстринская	Узловая	Две рабочие системы шин (220-13)
ПС 110 кВ Ингода	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5 Н и 110-5 АН
ПС 110 кВ Черновская	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Каштак	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (110-13Н)
ПС 110 кВ Центральная	Отпаечная	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4)
ПС 110 кВ Кадала	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Молодёжная	Отпаечная	Нетиповая схема на основе схемы №110-4Н
ПС 110 кВ Южная	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Угдан	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ КСК	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Промышленная	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Автосборочная	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Северная	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)

Продолжение таблицы 45

1	2	3
ПС 110 кВ Кайдаловская	Отпаечная	Два блока с отделителями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (110-4)
ПС 110 кВ Антипиха	Узловая	Одна рабочая секционированная разъединителем система шин (110-9)
ПС 110 кВ Вторая	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Заречная	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Тыргетуй	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Бурятская	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5 Н и 110-5 АН
ПС 110 кВ Агинская	Отпаечная	Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Орловский ГОК	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Степь	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5 Н и 110-5 АН
ПС 110 кВ Оловянная	Проходная	Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Булак	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5 Н и 110-5 АН
ПС 110 кВ Турга	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Первая	Узловая	Нетиповая схема на основе схемы №110-7
ПС 110 кВ Мирная	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5 Н и 110-5 АН
ПС 110 кВ Борзя Восточная	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Борзя Западная	Отпаечная	Нетиповая схема на основе схемы №110-6
ПС 110 кВ Харанор	Проходная	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переемычкой со стороны линий (110-5Н)
ПС 110 кВ Балей	Узловая	Две рабочие системы шин (110-13)
ПС 110 кВ Калангуй	Узловая	Две рабочие системы шин (110-13)
ПС 110 кВ Абагайтуй	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5 Н и 110-5 АН

Продолжение таблицы 45

1	2	3
ПС 110 кВ Даурия	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Забайкальск	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Чернышевск	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Нерчинск	Отпаечная	Нетиповая схема на основе схемы 110-4Н
ПС 110 кВ Аксеново Зилово	Проходная	Нетиповая схема на основе схемы 110-4Н
ПС 110 кВ Ксеньевская	Проходная	Нетиповая схема на основе схемы 110-4Н
ПС 110 кВ Верхняя Давенда	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5Н и 110-5АН
ПС 110 кВ Шелопугино	Проходная	Нетиповая схема, на основе схем 110-5Н и 110-5АН
ПС 110 кВ Вершина Шахтамы	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Бугдаинская	Отпаечная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Акатуй	Проходная	Два блока с разъединителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)
ПС 110 кВ Кличка	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)
ПС 110 кВ Уртуй	Отпаечная	Два блока с разъединителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4Н)

Выводы структурного анализа подстанций Забайкальской энергосистемы покажем на примере диаграмм на рисунках 13 – 15.

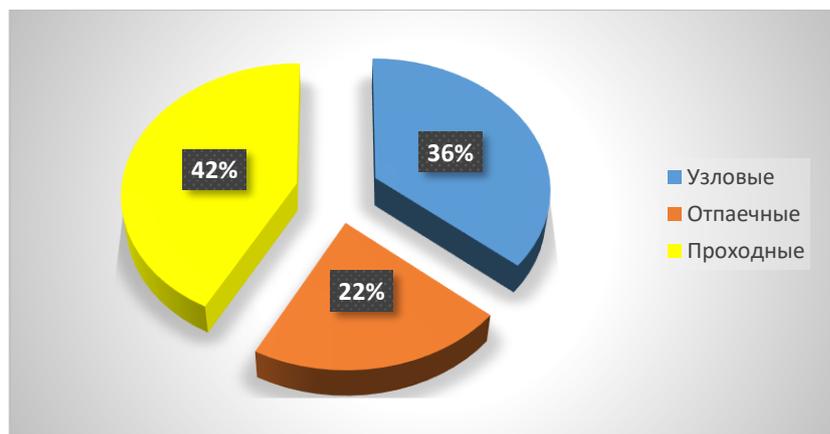


Рисунок 13 – Процентное соотношение подстанций по способу присоединения к сети

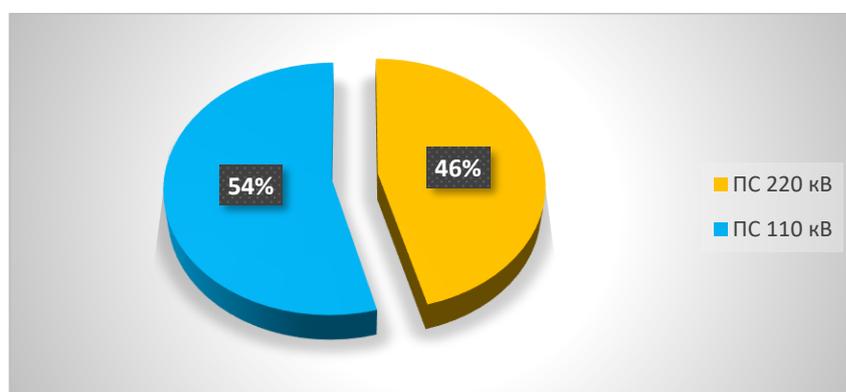


Рисунок 14 – Процентное соотношение подстанций по классу номинального напряжения

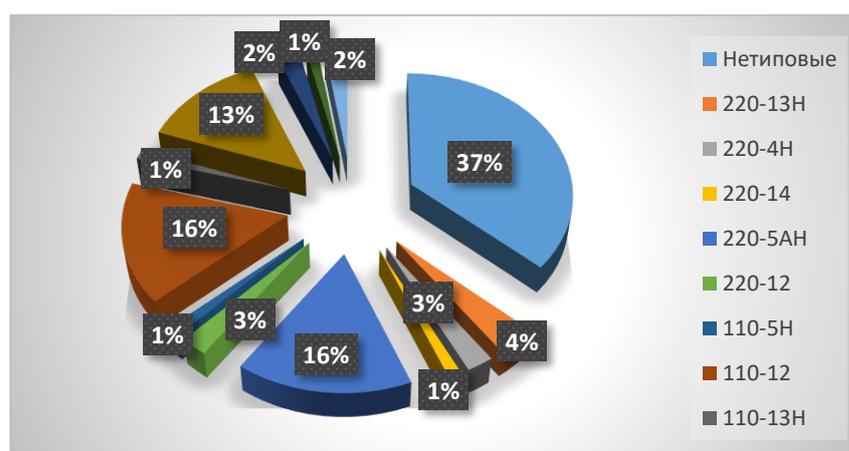


Рисунок 15 – Распределение подстанций по схемам РУ ВН

На основе представленных данных можно сделать выводы:

1) Наблюдается преобладание подстанций класса напряжения 110 кВ (54%);

2) Большинство подстанций являются проходными, их процентное соотношение 42% от общего числа рассматриваемых подстанций, далее узловые и отпаечные с процентным соотношением 36% и 22% соответственно;

3) Наблюдается, что среди применяемых схем РУ ВН на подстанциях в 37% случаев применяются нетиповые схемы.

3.1.9 Определение эквивалента рассматриваемого участка электрической сети

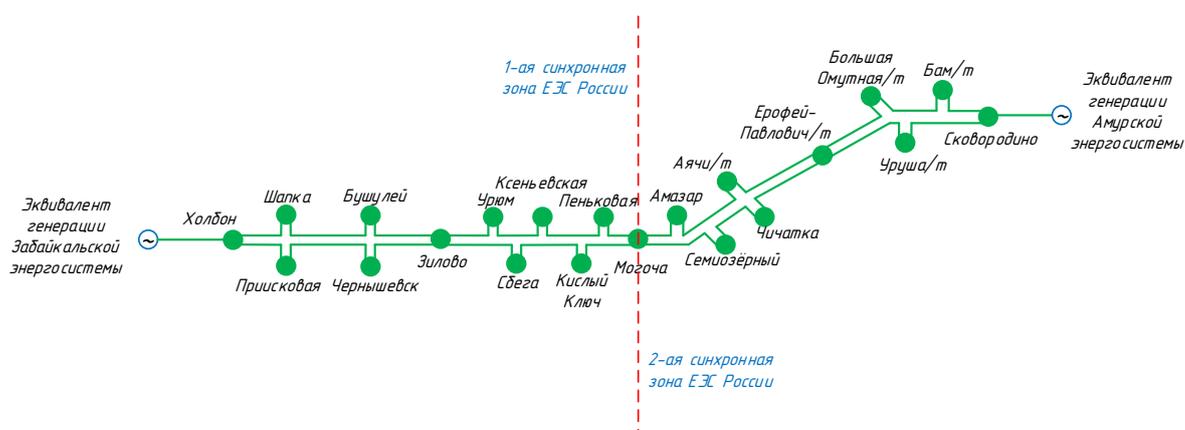


Рисунок 16 – Эквивалент рассматриваемого участка сети

Для каждой из объединяемых синхронных зон ЕЭС России сформированы эквиваленты генерации соответствующих энергосистем:

1) Эквивалент генерации Забайкальской энергосистемы, включающий в себя:

- Харанорскую ГРЭС
- Первомайскую ТЭЦ
- ТЭЦ ППГХО
- Приаргунскую ТЭЦ
- Шерловогорская ТЭЦ
- Читинскую ТЭЦ-1
- Читинскую ТЭЦ-2

2) Эквивалент генерации Амурской энергосистемы, включающий в себя:

- Бурейскую ГЭС
- Зейскую ГЭС
- Нижне-Бурейскую ГЭС
- Нерюнгринскую ГРЭС
- Благовещенскую ТЭЦ
- Райчихинскую ГРЭС
- Чульманскую ТЭЦ

3) Также выбраны двадцать одна подстанция с высшим классом напряжения 220 кВ, расположенные на транзитных связях двух синхронных зон, вдоль Транссибирской Магистрали:

- ПС 220 кВ Могоча;
- ПС 220 кВ Семиозерная;
- ПС 220 кВ Чичатка;
- ПС 220 кВ Амазар;
- ПС 220 кВ Аячи/т;
- ПС 220 кВ Ерофей-Павлович/т;
- ПС 220 кВ Большая Омутная/т;
- ПС 220 кВ Уруша/т;
- ПС 220 кВ Бам/т;
- ПС 220 кВ Сковородино;
- ПС 220 кВ Пеньковая;
- ПС 220 кВ Кислый Ключ;
- ПС 220 кВ Ксеньевская;
- ПС 220 кВ Сбега;
- ПС 220 кВ Урюм;
- ПС 220 кВ Зилово;
- ПС 220 кВ Бушулей;
- ПС 220 кВ Чернышевск;
- ПС 220 кВ Шапка;
- ПС 220 кВ Приисковая;

– ПС 220 кВ Холбон.

В качестве крайних ПС принимаем ПС 220 кВ Холбон и ПС 220 кВ Скородино, в расчете начального режима принимается, что точка деления сети установлена на отключенных линейных разъединителях ПС 220 кВ Аячи/т и ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т. Со стороны Забайкальской энергосистемы ОЭС Сибири все электрические станции работают согласно плановому диспетчерскому графику (ПДГ), регулирующей станцией является Харанорская ГРЭС. Со стороны энергосистемы Амурской области и Южно-Якутского энергорайона республики Саха (Якутия) ОЭС Востока регулируемыми частоту станциями являются Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС с коэффициентом долевого участия (КДУ) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ) 70% и 30% соответственно, остальные станции работают согласно ПДГ.

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ НЕСИНХРОННОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

2.1 Исследование материалов по тематике предмета исследования

Изучение способов организации параллельной несинхронной работы энергосистем на основе вставок несинхронной связи поднимался и изучался в работах [1] – [8]; исследование функциональных особенностей и способов интеграции FACTS устройств в современные электроэнергетические комплексы проводили авторы работ [9] – [14]; способы реализации управляемой межсистемной связи были представлены и смоделированы в работах [15] – [18]; для анализа установившихся электроэнергетических режимов применялись методики описанные в трудах [19] – [23].

Произведем анализ информации, излагаемую в применяемых источниках.

В работах [1] – [2] авторы показывают современное состояние передач и вставок постоянного тока на преобразователях напряжения, которые получают все более широкое применение в энергосистемах. Они могут быть использованы для решения таких задач, как соединение несинхронных электрических сетей различных частот, передача электроэнергии по кабельным линиям постоянного тока, в том числе через водные преграды, передача энергии с ветроэлектрических установок в открытом море, энергоснабжение инфраструктуры островов и морских нефтяных и газовых платформ, удаленных от центральных электрических сетей.

При проектировании и оценке эффективности работы ВПТН требуется исчерпывающий анализ взаимодействия ВПТН с примыкающей сетью. Один из способов проведения такого анализа – моделирование в системах реального времени. Такое моделирование должно предшествовать системным испытаниям, что позволяет снизить материальные риски, связанные с проведением системных испытаний в реальной сети. Тестирование в режиме реального времени также

может быть использовано при выборе оптимальной структуры системы регулирования ВПТН, работающего в условиях реальной сети, отладка и оптимизация алгоритмов регулирования, выбор настроек регуляторов и уставок систем защит.

Продемонстрированы результаты разработки модели ВПТН с помощью программного комплекса Real Time Digital Simulator (RTDS). Указаны особенности моделирования силового оборудования ВПТН в системе реального времени, связанные с расчетом участков схемы с разными шагами. Описаны структура и принципы действия системы регулирования и защит моделируемой ВПТН. Показаны результаты тестирования модели с параметрами схемы ВПТН ПС 220 кВ Могоча при различных воздействиях со стороны энергосистемы при упрощенной модели примыкающей сети.

В работах [3–5] анализируются возможности использования вставки постоянного тока (ВПТ) в качестве объекта управления централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ). Перспективы использования ВПТ в таком качестве рассматриваются на примере объединения энергосистем (ЭС) Сибири и Востока через ВПТ на подстанции (ПС) 220 кВ Могоча. В работе представлены разработанные алгоритмы управления ВПТ от ЦС АРЧМ объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока в координации с ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, обеспечивающие эффективное и безопасное использование ВПТ.

Для возможности обмена активной мощностью между ОЭС Востока и ОЭС Сибири предусматривается их несинхронная связь через вставку постоянного тока на подстанции 220 кВ Могоча. Использование ВПТ обеспечит возможность взаимного обмена активной мощностью, что повысит надежность электроснабжения прилегающих к ПС 220 кВ Могоча районов. К тому же ВПТ обладает маневренностью, обеспечивающей малую инерционность изменения значения и направления перетока активной мощности. Представленные характеристики ВПТ определяют интерес использования ее для задач автоматического вторич-

ного регулирования. Вставку планируется ввести как новый объект регулирования ЦС АРЧМ с управлением от ЦС АРЧМ ОЭС Востока в координации с ЦС АРЧМ ОЭС Сибири.

Проведенные исследования показали эффективность использования ВПТ в качестве объекта управления ЦС АРЧМ. Малая инерционность ВПТ позволяет быстро реагировать на изменение баланса в энергосистеме, повышая качество регулирования частоты в ней. Значительный диапазон изменения мощности, передаваемой через ВПТ, расширяет регулировочные возможности системы АРЧМ, обеспечивая возможность компенсации больших небалансов мощности в энергосистеме, снятия перегрузок в контролируемых сечениях и восстановления резервов на регулирующих ГЭС. Управление ВПТ при необходимости можно осуществить с заданием ИМПЧ в ЦС АРЧМ, что позволит задать уровень возмущений в энергосистеме, на которые ВПТ должна реагировать. При этом разработанные алгоритмы управления за счет учета ограничений, возникающих при использовании ВПТ, позволяют осуществить эффективное и безопасное функционирование ВПТ в качестве объекта управления ЦС АРЧМ.

Авторы работ [6] – [8] описывают краткую историю развития высоковольтной преобразовательной техники для электроэнергетики РФ. Приводятся примеры реализации линий электропередач постоянного тока 220 кВ Кашира – Москва (демонтирована после проведения опытной промышленной эксплуатации), 800 кВ Волгоградская ГЭС – Донбасс (не действует в настоящее время из-за вывода из эксплуатации ртутных вентилей на украинской подстанции), в 1987 – 1990 годах было изготовлено и смонтировано оборудование электропередачи 1500 кВ Экибастуз – Тамбов, которое позже было демонтировано после распада СССР. В настоящее время успешно работает вставка постоянного тока Россия – Финляндия на ПС 400 кВ Выборгская.

В настоящее время возрождение производства отечественной высоковольтной преобразовательной техники ознаменует с собой организация параллельной несинхронной связи энергосистем Сибири и Востока, Успешное применение

СТАТКОМа 50 Мвар на ПС 400 кВ Выборгская в сочетании с развернутым масштабным внедрением СТК по всей стране способствовало принятию решения о привлечении ОА «НТЦ ФСК ЕЭС» к разработке новой ВПТ на ПС 220 кВ Могоча на границе Сибири и Дальнего Востока.

Авторами приводится описание модели функционирования ВПТ, требования, предъявляемые к организации несинхронной связи двух ОЭС, перспективы дальнейшего укрепления межсистемных связей путем строительства аналогичного комплекса на ПС 220 кВ Хани.

Перед коллективами ученых, строителей, эксплуатационников стоит задача своевременно ввести в строй уникальный электросетевой объект, представляющий собой сверхсовременный, активный, интеграционный элемент интеллектуальной энергосистемы, созданный исключительно на базе отечественных разработок. Успешное решение этой задачи позволит подтвердить статус нашей страны как одной из ведущих в области разработки и применения высоковольтной преобразовательной техники для электроэнергетики.

К основным выводам и результатам работы [8] можно отнести:

- 1) На основе анализа характеристик основных элементов гибких электропередач переменного тока (FACTS), основой которых является статический источник (генератор и/или потребитель) реактивной мощности (ИРМ), дана оценка возможностей их применения в современной электроэнергетике при решении следующих актуальных задач: регулирования напряжения; симметрирования нагрузки; повышения предела динамической устойчивости; демпфирования различных колебаний в ЭЭС; ограничения временных перенапряжений; компенсации реактивной мощности на преобразовательных подстанциях электропередач и вставок постоянного тока (ППТ и ВПТ); повышения пропускной способности ЛЭП.

- 2) На основе сравнительного анализа эффективности различных устройств FACTS в зависимости от решаемых задач (управления потоками мощности,

управления напряжением, обеспечения статической или динамической устойчивости) разработаны рекомендации по их использованию в ЭЭС России и приведены примеры их применения.

3) На основе исследований основных характеристик силовых полупроводниковых устройств для мощных преобразователей на полностью управляемых ключах показана возможность их применения для построения высокоскоростных преобразователей электроэнергетического назначения, в том числе, применяемых в устройствах FACTS.

4) Разработаны и исследованы принципы управления активной фильтрацией на основе элементов силовой электроники для решения проблем повышения качества электроэнергии в ЭЭС.

5) На основе анализа и исследований методов и инструментальных средств расчета режимов функционирования ЭЭС для определения эффективности устройств FACTS предложен унифицированный подход, который объединяет переменные состояния ЭЭС без управляемого силового оборудования и переменные состояния, описывающие данное управляемое силовое оборудование (устройства FACTS) в единое множество состояний, обеспечивающий описание исследуемого объекта в единой системе координат и сохранение квадратической сходимости итеративных решений при использовании алгоритма Ньютона–Рафсона.

6) Для решения задачи демпфирования колебаний перетоков мощности предложен модальный подход к синтезу управления ЭЭС с устройствами FACTS, заключающийся в преобразования уравнений линейной модели ЭЭС к диагональному виду.

7) Разработаны рекомендации по применению устройств FACTS на межсистемных связях ОЭС Урала, Средней Волги и Центра, что позволит получить следующий технический эффект: увеличить максимально допустимый переток мощности в межсистемном сечении ОЭС Урала – ОЭС Средней Волги, Центра

на 340 МВт в сторону ОЭС Центра и на 520 МВт в сторону ОЭС Урала; перераспределить потоки мощности по ВЛ 500 и 220 кВ, входящих в межсистемное сечение, уменьшив на 10 % нагрузку последних.

8) Впервые выполнены исследования по решению проблем повышения надежности электроснабжения тяговых подстанций участка Транссибирской железной дороги и получения дополнительного системного эффекта от взаиморезервирования энергосистем Восточной Сибири и западного региона ОЭС Востока. В качестве решения проблемы рассмотрена организация межсистемной связи между ОЭС Сибири и Востока на основе вставки несинхронной связи (ВНС) – Забайкальского Преобразовательного Комплекса на подстанции Могоча, входящей в состав Читинской энергосистемы ОЭС Сибири.

Рассмотрены различные способы реализации несинхронного объединения двух ОЭС: преобразователи напряжения на базе полностью управляемых вентилей (СТАТКОМ), асинхронизированные электромеханические преобразователи частоты (АС ЭМПЧ), вставки и электропередачи постоянного тока традиционного исполнения (ВПТ и ППТ), электромеханические устройства на базе поворотного трансформатора.

В работах [9] – [12] получены результаты по нескольким направлениям:

1) На примере строящейся линии электропередачи 220 кВ исследованы режимы работы в одной системе нескольких устройств компенсации различных типов. На основании моделирования предложены три способа совместного регулирования УШР и СТК, с целью обеспечить рациональное использование установленных мощностей. Применение двух устройств с различным быстродействием и регулированием по одному параметру обеспечивает стабильное поддержание уровня напряжения.

Данные принципы регулирования универсальны и могут быть распространены на более современные компенсаторы, например, при распределении мощности между схемами СТК и СТАТКОМ.

2) Для анализа работы компенсатора и влияния токов нагрузки на напряжения системы была усовершенствована расчетная модель фликерметра. На основании устаревшей модели, построена система измерения доз фликера позволяющая получать результаты непосредственно во время моделирования.

Данная система была проверена на соответствие требованиям нового государственного стандарта и показала отклонение результатов не более 5% на всем диапазоне частот колебаний.

3) На примере строящейся линии электропередачи 220 кВ исследованы режимы работы в одной системе нескольких устройств компенсации различных типов. На основании моделирования предложены три способа совместного регулирования УШР и СТК, с целью обеспечить рациональное использование установленных мощностей. Применение двух устройств с различным быстродействием и регулированием по одному параметру обеспечивает стабильное поддержание уровня напряжения.

4) Выявлены особенности работы датчиков составляющих тока при их работе с несинусоидальными сигналами. Проведена адаптация алгоритмов управления СТК для СТАТКОМ и проведено сравнение эффективности работы различных силовых схем при одинаковом методе регулирования. Предложены усовершенствования применяемых алгоритмов управления и проанализирована их эффективность. Это позволило понять какие преимущества могут быть достигнуты за счет схемного решения (быстродействие, точность, использование запасенной энергии) и какие требования при этом возлагаются на систему регулирования.

5) Предложена методика подавления колебаний напряжения в электроэнергетических системах с подключением СТАТКОМ к обмотке низкого напряжения сетевого трансформатора. Быстрая реакция компенсатора обеспечивается за счет сравнения текущего напряжения с идеальным сигналом в реальном времени. На основании полученной разницы ведется формирование тока с применением плавающего пропорционального коэффициента. Это обеспечивает быструю реакцию компенсатора на изменения напряжения, и позволяет снизить дозу фликера

в сети высокого напряжения на 30–40% без использования в регулировании сигналов токов.

Резюмируя работы [13] – [14], можно выделить основные мысли авторов, что реализация межсистемных эффектов в ЕЭС России требует развития сетей 500 кВ с системообразующих связей в ОЭС Сибири, Урала, Средней Волги и Северного Кавказа, усиление системообразующих связей между ОЭС Северо–Запада и Центра путем строительства дополнительной линии электропередачи 750 кВ, а также строительство новой линии 1150 кВ Сибирь – Урал – Поволжье – Центр.

Обеспечение надежности электроснабжения потребует технического перевооружения электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже.

В связи с этим возрастает роль статических компенсирующих устройств реактивной мощности (КУ). Перед КУ, применяемыми, как правило, в электрических сетях 110 и 220 кВ, ставится задача обеспечения необходимого напряжения в узлах нагрузки, а также управления перетоками реактивной мощности с целью снижения потерь электроэнергии.

Ведущие мировые компании (ABB, Siemens, GEC Alstom и др.) освоили производство и осуществляют, начиная с 1974 г., поставки статических тиристорных компенсаторов реактивной мощности для использования в электрических сетях энергосистем и промышленных предприятий с резкопеременной нагрузкой. В России аналогичные разработки были начаты в начале 80–х годов в АО ВНИИЭ, ВИЭ и Тяжпромэлектропроекте. К настоящему времени АО ВНИИЭ совместно с Научно-производственным центром «Энерком» и заводами России освоили производство широкой номенкатуры статических, включая тиристорные, компенсаторов реактивной мощности и осуществляют комплексную поставку оборудования на энергетические объекты России и за рубежом.

В числе основных стратегических направлений развития электроэнергетики России предусматривается:

- 1) обновление и развитие объектов электроэнергетики для производства, транспорта и распределения энергии на базе новых технологий;

2) повышение эффективности использования электрической энергии потребителем;

3) развитие Единой энергосистемы России и интеграция ее с энергосистемами других стран.

Авторы работ [15] – [18] показывают, что с момента реструктуризации РАО «ЕЭС России», создания рынка электрической энергии наряду с известными преимуществами создало и обострило проблемы, связанные с повышением эффективности использования существующих межсистемных связей и обеспечением их статической и динамической устойчивости:

1) Недостаточная пропускная способность межсистемных линий электропередачи ограничивает возможность параллельной работы ЕЭС России с отдельными энергосистемами (ОЭС Сибири, ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Востока и др.), создает проблему «запертых» мощностей ряда электростанций (Печорской ГРЭС, Кольской АЭС и др.).

2) Неоптимальное распределение потоков мощности по параллельным линиям электропередачи различного класса напряжения вызывает рост потерь в сетях, а также ведет к недоиспользованию существующего оборудования электрических сетей.

3) Слабая управляемость электрических сетей и недостаточный объем устройств регулирования напряжения и реактивной мощности снижает надежность работы ЕЭС.

Одним из путей повышения эффективности работы межсистемных связей особенно в условиях либерализации рынка электрической энергии является использование управляемых межсистемных связей. Управляемые, или гибкие, межсистемные связи (УМС) – это связи, режим которых может быть задан вне зависимости от режимов работы любых других элементов связываемых электрических систем и управляется автоматически или по заданному закону. Применение их позволяет осуществлять независимое ведение режимов по частоте и напряжению в объединенных энергосистемах, локализацию возмущений в пределах одной части энергосистемы, «развязку» объединяемых энергосистем по

тока короткого замыкания и, соответственно, сохранение на существующем уровне их величины. Указанные свойства приобретают особую ценность при решении задач повышения эффективности межсистемных связей. УМС наиболее полно удовлетворяют условиям межгосударственного и межрегионального обмена электроэнергией, в том числе, и при различии стандартов ее качества.

Наиболее проработанным вариантом УМС являются передачи и вставки постоянного тока (ППТ и ВПТ). ППТ и ВПТ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к УМС, однако сложность схем и высокая их стоимость, менее высокая надежность высоковольтных силовых полупроводниковых установок по сравнению с основным оборудованием энергосистем ограничивают их широкое применение. Альтернативные варианты построения УМС можно разделить на три группы: электромашинные устройства, устройства на основе высоковольтных полупроводниковых элементов и устройства на основе ферромагнитных управляемых элементов.

В результате проведенных экспериментов авторами была разработана математическая модель межсистемной связи на основе трехфазных фазоинвертирующих трансформаторов, которая позволяет исследовать процессы в установившихся и переходных режимах и может быть использована для синтеза алгоритмов и структуры системы управления. Применение трехфазных фазоинвертирующих трансформаторов для создания межсистемной связи позволяет повысить надежность межсистемной связи и улучшить ее технико-экономические показатели.

2.2 Описание программно-аппаратных комплексов, применяемых в работе

ПВК «RastrWin3».

Вследствие сложности и масштабности рассматриваемых эквивалентов энергосистем для расчета электроэнергетических режимов в них будем использовать ПВК «RastrWin3».

Дадим краткое описание структуры программы и ее основных функций.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем, кроме того ПВК позволяет определять значения токов короткого замыкания на любом элементе расчётной модели [45].

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin3.

Для этого необходимо [45]:

- 1) нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;
- 2) пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;
- 3) для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- 4) для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления;
- 5) для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности ($Q_{\min} - Q_{\max}$) и заданный (фиксированный) модуль напряжения ($V_{зд}$).
- 6) при наличии в узле шунтов на землю – батареи статических конденсаторов (БСК) или шунтирующих реакторов (ШР) – определить их проводимость (в микросименсах) и нанести на схему;
- 7) для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);
- 8) для трансформаторов определить сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему;

9) автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициенты трансформации;

10) при наличии в сети группы параллельных линий желательно присваивать каждой из них свой номер в группе;

11) определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

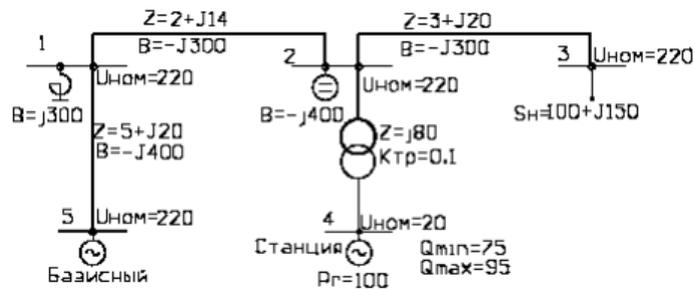


Рисунок 17 – Пример расчётной схемы

При создании модели энергосистемы в «RastrWin3» основными элементами пользовательского интерфейса являются: ветви, углы и графика [45], их визуальное представление с примером заполнения представлены на рисунках 18–20.

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...
1		Ген	70 303 ...	ВПП	35		703			200,0	-16,5	38,5	-160,0	160,0		38,50	76,79	0
2		Нагр	70 303 ...	Мочого 2ш	220		703					230,0				232,26	72,36	0
3		База	70 303 ...	ПС 220 кВ Хани	220	1	703			9,0	-9,3	231,5				231,46		70300
4		Нагр	60 307 ...	Приаргунская ТЭЦ Т-2	35	2	603	3,7	2,8							37,46	58,74	60307
5		Нагр	60 307 ...	Приаргунская ТЭЦ ср. точка Т-2	110	1	603									119,56	59,64	60307
6		Нагр	60 307 ...	Приаргунская ТЭЦ Т-1	35	2	603	3,9	2,3							37,83	58,57	60307
7		Нагр	60 307 ...	Приаргунская ТЭЦ ср. точка Т-1	110	1	603									120,46	59,51	60307
8		Ген	60 307 ...	Приаргунская ТЭЦ ТГ-1	6	2	603			5,1	2,7	6,0	-4,0	12,4		5,97	59,47	60307
9		Ген	60 307 ...	Приаргунская ТЭЦ ТГ-2	6	2	603			5,1	2,1	5,9	-4,0	9,8		5,92	59,61	60307
10		Нагр	60 307 ...	Приаргунская ТЭЦ	110	1	603									120,65	59,11	60307
11		Нагр	60 307 ...	Приаргунская ТЭЦ	110	1	603	2,0	0,9							120,65	59,11	60307

Рисунок 18 – Узлы

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/р	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I сарп.
1			Выкл	60304040	60304038			ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская ...							-1	-8	603	16	
2			Тр-р	60305018	60305019			ПС 220 кВ Чара ср. точка АТ-1 - ПС 2...	0,68	186,97		0,167			-4	-8	603	23	4,3
3			Тр-р	60305021	60305022			ПС 220 кВ Чара ср. точка АТ-2 - ПС 2...	0,68	186,97		0,167			-4	-8	603	23	4,1
4			Тр-р	60305024	60305026	2		ПС 220 кВ Чара ср. точка Т-3 - ПС 22...	0,25	4,78		0,286			-3	-3	603	45	5,7
5			Тр-р	60305024	60305026	1		ПС 220 кВ Чара ср. точка Т-3 - ПС 22...	0,25	4,78		0,286			-3	-3	603	45	5,7
6			Тр-р	60305025	60305023	2		ПС 220 кВ Чара ср. точка Т-4 - ПС 22...	0,25	4,78		0,286			-3	-3	603	47	6,0
7			Тр-р	60305025	60305023	1		ПС 220 кВ Чара ср. точка Т-4 - ПС 22...	0,25	4,78		0,286			-3	-3	603	47	6,0
8			Тр-р	60305022	60305025			ПС 220 кВ Чара 2СШ 35 кВ - ПС 220 к...	0,12	2,74	118,9	1,000			-6	-6	603	97	21,5
9			Тр-р	60305019	60305024			ПС 220 кВ Чара 1СШ 35 кВ - ПС 220 к...	0,12	2,74	118,9	1,000			-6	-6	603	93	20,6
10			Тр-р	60305003	60305021			ПС 220 кВ Чара - ПС 220 кВ Чара ср....	1,37	102,07	2,3	1,000			-4	-8	603	23	12,6
11			Тр-р	60305004	60305018			ПС 220 кВ Чара - ПС 220 кВ Чара ср....	1,37	102,07	2,3	1,000			-4	-9	603	24	13,1

Рисунок 19 – Ветви

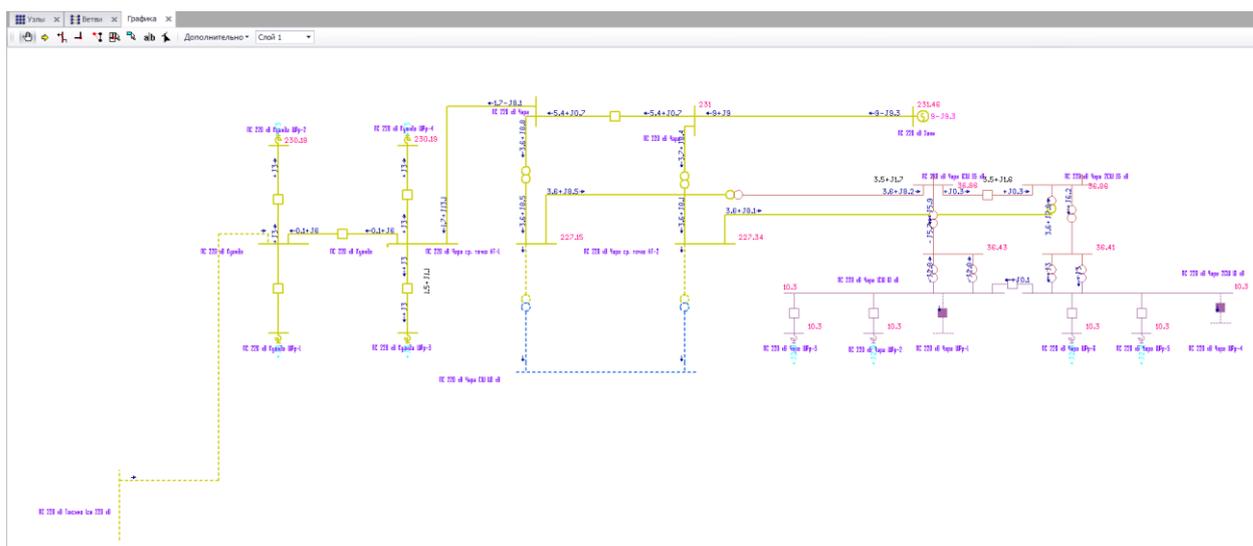


Рисунок 20 – Графика

Расчет режима в ПВК «RastrWin3» производится на основе интерационного метода Ньютона, при этом максимальное число итераций может быть изменено пользователем.

При расчете режима решаются уравнения баланса мощностей в полярных координатах, представленные на рисунке 21.

$$\varphi_i = -g_{ii}V_i^2 + \sum_{j \in A_i} V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) - P_i^{\text{Har}}(V_i, f) + P_i^{\text{ген}}(f) = 0, i \in \overline{1, N};$$

$$\psi_i = -b_{ii}V_i^2 - \sum_{j \in A_i} V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) - Q_i^{\text{Har}}(V_i, f) + Q_i^{\text{ген}}(f) = 0, i \in \overline{1, N_{\text{Har}}}.$$

Рисунок 21 – Уравнения баланса мощностей

По способу задания исходных данных различают три типа узлов.

Таблица 46 – Типы узлов в ПВК «RastrWin3»

Дано	Найти	Тип
P_i, Q_i	V_i, δ_i	Нагрузка, PQ–тип
V_i, δ_i	P_i, Q_i	Балансирующий, Vδ–тип
P_i, V	Q_i, δ_i	Идеальный генератор, PV–тип

При решении системы уравнения баланса активной мощности записываются для узлов PQ– и PV–типов. Уравнения баланса реактивной мощности записываются только для узлов PQ–типа. Соответственно неизвестными являются углы напряжений в узлах PQ–, PV–типов и модули напряжений в узлах PQ–типа. Активная мощность в узлах Vδ–типа и реактивная мощность в узлах Vδ– и PV–типов определяется после окончания итерационного решения непосредственной подстановкой во второе уравнение системы уравнений баланса мощностей, найденных V и δ [45].

При расчете режима возможна ситуация, когда балансировка режима не осуществлена (аварийное окончание расчета). Это может возникнуть в двух случаях: либо установившийся режим не существует, либо режим существует, но итерационный процесс расчета расходится по тем или иным причинам. В последнем случае расходимость итерационного процесса обычно связана с «плохим» начальным приближением модулей и углов напряжений. Такое начальное приближение может возникнуть в следующей ситуации: расчет режима завершился аварийно, но после коррекции исходных данных он повторяется. Тогда программа предлагает восстановить номинальные напряжения, при отрицательном ответе на этот вопрос программа начнет расчет, вероятно, с очень плохого начального приближения, что может привести к потере сходимости на первых итерациях.

В RastrWin3 расчет режима прекращается по следующим причинам:

- 1) напряжение в одном из узлов оказалось ниже, чем $0,5 U_{ном}$;

- 2) напряжение в одном из узлов оказалось больше, чем $2 U_{ном}$;
- 3) угол по одной из линий больше 90° ;
- 4) число итераций превысило предельно допустимое.

Комплекс программ АРМ СРЗА.

АРМ СРЗА представляет собой современный программный продукт, предназначенный для выполнения большого объема задач, таких как расчет всех возможных типов коротких замыканий, определения мест повреждений, расчет уставок устройств РЗА и многих других [48].

Данный комплекс программ АРМ СРЗА состоит из 11 приложений:

- 1) графический редактор схем замещения электрической сети
- 2) программа подготовки файла коррекции
- 3) программа расчета электрических величин при повреждениях сети
- 4) программа расчета ТКЗ по месту повреждения
- 5) релейная защита
- 6) ПАЗ (Программа Анализа срабатывания Защит)
- 7) программа расчета эквивалентов сети
- 8) программа создания новой сети на базе эквивалента
- 9) программа расчета параметров производной схемы замещения при повреждениях любой сложности
- 10) программа построения таблиц ОМП
- 11) программы определения мест повреждений ОМП

При выполнении работы использовался модуль для расчетов токов короткого замыкания. Используемые программой методы расчетов позволяют определять начальные значения периодической слагающей полного тока КЗ (сверхпереходной ток) как основной расчетной величины для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики.

Аналогично ПВК «RastrWin3», в АРМ СРЗА для создания расчетной модели используются разделы «ветви» и «узлы», а для наглядного восприятия создаваемой схемы и удобного способа взаимодействия с программным комплексом используется графический редактор.

Возможности АРМ СРЗА позволяют пользователю [48]:

1) Производить расчеты электрических величин в диалоговом режиме, указывая непосредственно на схеме замещения сети место повреждения, вид повреждения и коммутируемые элементы;

2) Формировать протокол произведенных расчетов автоматически или по желанию пользователя регулировать объем и форму результатов расчетов;

3) Производить расчеты в сети с, практически, неограниченным числом узлов сети;

4) Очно учитывать ветви с нулевыми сопротивлениями (выключатели). При этом число их не ограничено, и эти ветви могут образовывать замкнутые контура. Расчет токов в ветвях с нулевыми сопротивлениями ведётся в два этапа. На первом этапе расчёт ведётся в основной сети со значениями сопротивлений выключателей равными нулю. На втором этапе отдельно рассчитывается замкнутый контур из выключателей в предположении равенства сопротивлений всех входящих в группу выключателей;

5) Производить расчет для любого однократного и любого сколь угодно сложного вида повреждения сети, в том числе и с учетом нагрузочного режима;

6) Производить расчет тремя способами, не прерываясь до конца во всей сети, по шагам во всей сети, останавливаясь после каждого расчёта и через эквивалентирование.

7) Использовать для анализа векторную диаграмму и калькулятор комплексных величин;

8) Выводить графики электрических величин при скольжении КЗ вдоль линии;

9) Вводить в список электрических величин произвольные формулы.

Для работы с диалоговой программой расчета электрических величин используется сеть, подготовленная графическим редактором АРМ СРЗА.

Разработано два способа формирования задания для работы с модулем: диалоговое формирование задания и расширенный формат задания для расчёта.

Диалоговое формирование задания для расчёта предполагает использовать для этих целей только меню узла, меню ветви и меню поля чертежа.

Расширенный формат задания для расчёта использует язык приказов, этот режим использует все возможности ТКЗ–Д.

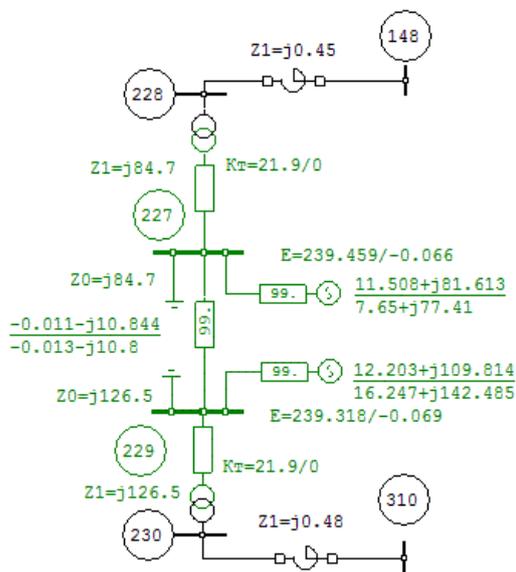


Рисунок 22 – Графическое изображение участка сети в АРМ СРЗА

PTC MathCad 15.

Mathcad – система компьютерной алгебры из класса систем автоматизированного проектирования, ориентированная на подготовку интерактивных документов с вычислениями и визуальным сопровождением, отличается лёгкостью использования и применения для коллективной работы [47].

Mathcad имеет интуитивный и простой для использования интерфейс пользователя. Для ввода формул и данных можно использовать как клавиатуру, так и специальные панели инструментов.

Работа осуществляется в пределах рабочего листа, на котором уравнения и выражения отображаются графически, в противовес текстовой записи в языках программирования. При создании документов–приложений используется принцип WYSIWYG [46] (What You See Is What You Get – «что видишь, то и получаешь»).

Несмотря на то, что эта программа, в основном, ориентирована на пользователей, не являющихся программистами, Mathcad также используется в сложных проектах, чтобы визуализировать результаты математического моделирования путём использования распределённых вычислений и традиционных языков программирования. Также Mathcad часто используется в крупных инженерных проектах, где большое значение имеет трассируемость и соответствие стандартам.

Mathcad содержит сотни операторов и встроенных функций для решения различных технических задач. Программа позволяет выполнять численные и символьные вычисления, производить операции со скалярными величинами, векторами и матрицами, автоматически переводить одни единицы измерения в другие.

Среди возможностей Mathcad можно выделить [47]:

- 1) Решение дифференциальных уравнений, в том числе и численными методами;
- 2) Построение двумерных и трёхмерных графиков функций (в разных системах координат, контурные, векторные и т. д.);
- 3) Использование греческого алфавита как в уравнениях, так и в тексте;
- 4) Выполнение вычислений в символьном режиме;
- 5) Выполнение операций с векторами и матрицами;
- 6) Символьное решение систем уравнений;
- 7) Аппроксимация кривых;
- 8) Выполнение подпрограмм;
- 9) Поиск корней многочленов и функций;
- 10) Проведение статистических расчётов и работа с распределением вероятностей;
- 11) Поиск собственных чисел и векторов;
- 12) Вычисления с единицами измерения;
- 13) Интеграция с САПР – системами, использование результатов вычислений в качестве управляющих параметров;

Основное отличие Mathcad от аналогичных программ – это графический, а не текстовый режим ввода выражений. Для набора команд, функций, формул можно использовать как клавиатуру, так и кнопки на многочисленных специальных панелях инструментов. В любом случае формулы будут иметь привычный, аналогичный книжному, вид. То есть особой подготовки для набора формул не нужно. Вычисления с введенными формулами осуществляются по желанию пользователя: или мгновенно, одновременно с набором, либо по команде. Обычные формулы вычисляются слева направо и сверху вниз. Любые переменные, формулы, параметры можно изменять, наблюдая воочию соответствующие изменения результата. Это дает возможность организации действительности интерактивных вычислительных документов.

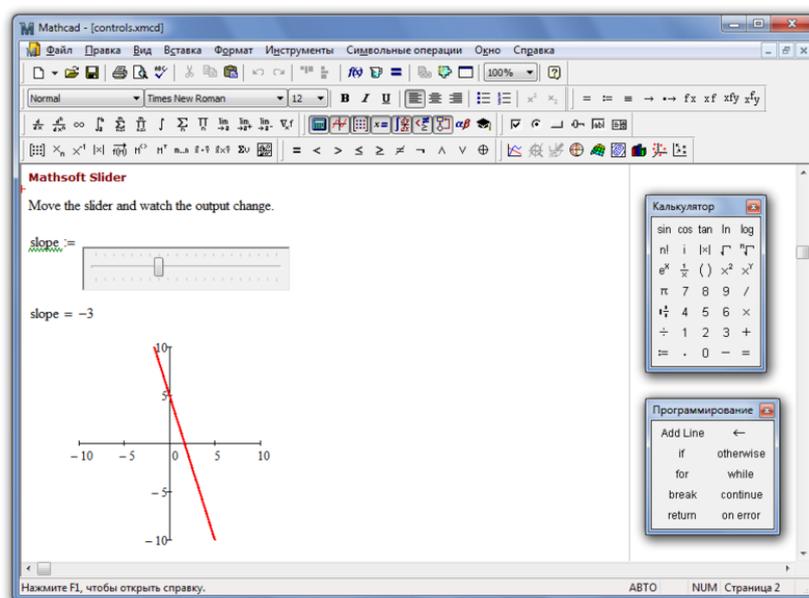


Рисунок 23 – Интерфейс РТС MathCad 15

На основе проведенного исследования литературных источников, были определены методики и технические подходы для реализации параллельной не-синхронной работы энергосистем. Выявлены виды современных инновационных устройств FACTS, на базе которых целесообразна организация связи.

Выбраны и проанализированны, применяемые в работе, программно-аппаратные комплексы.

3 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ ДО ОБЪЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [19].

Для расчёта режимов использовался ПVK «RastrWin3». В качестве исходных данных использовались:

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ 01.10.2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Забайкальского РДУ 10.08.2018 г;
- Материалы, собранные во время прохождения преддипломной практики в АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ [49].

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем [53] расчёт режимов следует осуществлять:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов.

При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- Сети 110 кВ и выше – замкнутыми;
- Точки размыкания сетей 110 – 220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012-2018 гг.;

N – срок выполнения прогноза принимается равным 10 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС 220 кВ Сковородино.

$$P_{Благ.}^{прог} = 29.8 \cdot (1 + 0,0313)^{10} = 40.6 \text{ МВт};$$

$$Q_{Благ.}^{прог} = 11.9 \cdot (1 + 0,0313)^{10} = 16.2 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Результаты расчетов сведены в таблице 47.

Таблица 47 – Электрические нагрузки подстанций рассматриваемого эквивалента.

Наименование ПС	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
Сковородино	40,6	16,2
БАМ/т	23,9	35,9
Уруша/т	33	36,8
Большая Омутная/т	17	21,5
Ерофей Павлович/т	20,6	9,1
Чичатка	29,2	30,8
Аячи/т	14,4	17,9
Семиозерный	5,4	6,7
Амазар	6,1	9,8
Могоча	2,4	1,8
Пеньковая	14,3	10,6
Кислый Ключ	10,4	7,1
Ксеньевская	10,7	8,6
Сбега	14,6	11,5
Урюм	6,3	4,1
Зилово	5,9	6,5
Бушулей	19,6	15,4
Чернышевск	8,5	7,9
Шапка	16	11,3
Приисковая	8,5	7,9
Холбон	20,6	0,6

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;

- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

3.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ) [45]. Все характеристические параметры элементов задаются вручную. Рассматриваемый участок сети состоит из двух, не связанных между собой, энергосистем, поэтому анализ существующего режима происходит для них независимо.

3.2 Анализ нормальных режимов существующей сети

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе, а точка деления сети расположена на отключенных линейных разъединителях подстанций Аячи/т и Ерофей Павлович/т.

Схемы нормальных режимов существующей сети представлены в приложении В.

Токовая загрузка ЛЭП рассматриваемых линий представлена в таблице 48. Таблица 48 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т	199	630	31,6
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	112	630	17,8

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	47	630	7,5
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	180	630	28,5
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	65	630	10,3
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	60	630	9,5
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	-	630	-
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	-	630	-
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	117	630	18,5
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	30	630	4,7
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	112	630	17,7
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	80	630	12,7
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	101	630	16
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	120	630	19,1
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	123	630	19,5
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	146	630	23,1
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	155	630	24,6
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	160	630	25,4
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	177	630	28
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	143	630	22,7
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	188	630	29,9
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	198	630	31,4
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	215	630	34,2
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	229	630	36,3

Как видно из расчета токовых нагрузок – в Амурской ЭС и Забайкальской ЭС при работе магистралей в тупиковом режиме и при точках деления сети установленных на подстанциях Аячи/т и Ерофей Павлович/т все ВЛ являются недогруженными, токовая нагрузка максимальная на головных участках и минимальна в конце.

Определим уровень потери в сетях Амурской и Забайкальской энергосистемах:

Таблица 49 – Потери в сети

Энергосистема	dP, МВт	dP/P _{сум} , %
Амурская	1,36	1,27
Забайкальская	6,48	3,73

Проверим правильность выбора сечения проводников, результаты сведем в таблицу 50.

Таблица 50 – Проверка сечения проводников ЛЭП

Диспетчерское наименование ВЛ	Ирас, А	Установленный проводник	Проводник согласно токовым интервалам
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	199	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	112	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	47	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	180	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	65	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	60	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	-	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	-	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	117	АСО-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	30	АСО-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	112	АСО-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	80	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	101	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	120	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	123	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	146	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	155	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	160	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	177	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	143	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	188	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	198	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	215	АС-300	АС-240
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	229	АС-300	АС-240

Как мы можем наблюдать из таблицы 50 сечения проводников для работы ВЛ в данном режиме завышено.

Проанализируем уровни напряжений и их отклонения в узлах рассматриваемой сети, сведя их в таблицу 51.

Таблица 51 – Уровни напряжений в сети

Название ПС	Uном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Могоча	220	212,41	-3,45
Семиозёрный	220	209,62	-4,72
Амазар	220	211,45	-3,89
Чичатка	220	204,25	-7,16
Аячи/т	220	206,35	-6,2
Ерофей Павлович/т	220	207,35	-5,75

1	2	3	4
Большая Омутная/т	220	207,86	-5,52
Уруша/т	220	209,26	-4,88
БАМ/т	220	213,68	-2,87
Сковородино	220	216,8	-1,45
Пеньковская	220	213,87	-2,79
Ксеньевская	220	217,32	-1,22
Кислый Ключ	220	215,63	-1,99
Сбега	220	219,33	-0,3
Урюм	220	221,88	0,85
Зилово	220	224,75	2,16
Холбон	220	238,49	8,4
Шапка	220	232,56	5,71
Приисковская	220	236,1	7,32
Чернышевск	220	229,47	4,3
Бушулей	220	226,98	3,17

Как можно увидеть из таблицы 51 в сети электроснабжения Транссибирской магистрали, вследствие больших протяженностей линий и разомкнутого режима сети, наблюдаются заметные отклонения напряжения на шинах подстанций от номинальных значений по мере удаления от центра питания.

3.3 Анализ возможности переноса точки деления сети

При аварийных ситуациях в энергосистеме и ограничениях по режиму возможна организация переноса точки деления сети и запитывание части ОЭС Востока (Сибири) от ОЭС Сибири (Востока).

Оценим возможность такого переноса для двух вариантов:

Вариант №1 – Перенос точки деления на отключенные линейные разъединители ПС 220 кВ Могоча и запитывание ПС 220 кВ Амазар, ПС 220 кВ Семиозерная и ПС 220 кВ Чичатка от ОЭС Востока.

Вариант № 2 – Перенос точки деления на отключенные линейные разъединители ПС 220 кВ Большая Омутная/т и ПС 220 кВ Уруша/т и запитывание ПС 220 кВ Аячи/т и ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т от ОЭС Сибири.

Определим параметры режима сети для варианта №1.

Схемы режимов, при переносе точки деления сети по варианту №1 представлены в приложении Г.

Таблица 52 – Загрузка ЛЭП при переносе точки деления сети по варианту №1

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	264	630	41,9
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	176	630	27,9
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	110	630	17,5
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	251	630	39,8
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	134	630	21,3
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	77	630	12,2
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	121	630	19,2
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	30	630	4,8
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	-	630	-
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	-	630	-
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	23	630	3,7
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	27	630	4,3
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	48	630	7,6
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	65	630	10,3
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	67	630	10,6
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	89	630	14,2
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	99	630	15,7
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	104	630	16,5
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	122	630	19,4
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	88	630	13,9
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	136	630	21,6
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	146	630	23,1
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	165	630	26,2
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	177	630	28,1

Как видно из таблицы 52, токовая нагрузка ЛЭП АмЭС значительно возросла, но при этом за счет большого сечения проводов ограничений по длительно допустимому току не наблюдается.

Таблица 53 – Потери в сети при переносе точки деления сети по варианту №1

Энергосистема	dP, МВт	dP/P _{сум} , %
Амурская	3,32	2,31
Забайкальская	3,03	2,14

После переноса точки деления по варианту №1, наблюдается увеличение потерь в Амурской энергосистеме и уменьшение в Забайкальской.

Таблица 54 – Уровни напряжений в сети при переносе точки деления сети по варианту №1

Название ПС	Uном, кВ	U, кВ	d U, %
Могоча	220	230,49	4,77
Семиозёрный	220	191,83	-12,8
Амазар	220	193,74	-11,94
Чичатка	220	192,4	-12,54
Аячи/т	220	194,66	-11,52
Ерофей – Павлович/т	220	195,87	-10,98
Большая Омутная/т	220	197,16	-10,38
Уруша/т	220	200,17	-9,02
БАМ/т	220	206,66	-6,06
Сковородино	220	210,75	-4,21
Пеньковская	220	230,99	5
Ксеньевская	220	232,76	5,8
Кислый Ключ	220	231,98	5,45
Сбега	220	233,72	6,23
Урюм	220	235,22	6,92
Зилово	220	236,65	7,57
Холбон	220	243,74	10,79
Шапка	220	240,33	9,24
Приисковская	220	242,46	10,21
Чернышевск	220	239,05	8,66
Бушулей	220	237,45	7,93

Как видно из таблицы 54, перенос части нагрузки в ОЭС Востока приводит к сильному снижению напряжения в узлах Амурской энергосистемы и возрастанию в Забайкальской. Следовательно, работа в данном режиме возможна, но при оптимизации уровней напряжений в обеих энергосистемах.

Определим параметры режима сети для варианта №2.

Схемы режимов, при переносе точки деления сети по варианту №2 представлены в приложении Д.

Таблица 55 – Загрузка ЛЭП при переносе точки деления сети по варианту №2

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т	158	630	25
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	72	630	11,4
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	-	630	-
ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т	129	630	20,5
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	-	630	-
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	44	630	7
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	19	630	3

Продолжение таблицы 55

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	99	630	15,7
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	130	630	20,6
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	117	630	18,5
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	122	630	19,4
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	129	630	20,5
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	150	630	23,9
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	171	630	27,1
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	174	630	27,6
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	198	630	31,4
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	207	630	32,9
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	212	630	33,7
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	228	630	36,2
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	195	630	30,9
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	237	630	37,6
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	247	630	39,2
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	263	630	41,7
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	277	630	43,9

Превышение длительно допустимых токовых нагрузок ВЛ, при переносе точки деления не наблюдается.

Таблица 56 – Потери в сети при переносе точки деления сети по варианту №2

Энергосистема	dP, МВт	dP/Pсум, %
Амурская	0,61	0,83
Забайкальская	11,78	5,89

После переноса точки деления по варианту №2, наблюдается значительное повышение величины потерь активной мощности в сетях Забайкальской энергосистемы, в то время как в сетях Амурской энергосистемы уровень потерь заметно уменьшился.

Таблица 57 – Уровни напряжений в сети при переносе точки деления сети по варианту №2

Название ПС	Uном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Могоча	220	197,66	-10,16
Семиозёрный	220	194,83	-11,44
Амазар	220	192,96	-12,29
Чичатка	220	189,53	-13,85
Аячи/т	220	189,86	-13,7

Продолжение таблицы 57

1	2	3	4
Ерофей – Павлович/т	220	189,42	-13,9
Большая Омутная/т	220	212,46	-3,43
Уруша/т	220	213,07	-3,15
БАМ/т	220	216,27	-1,69
Сковородино	220	218,88	-0,51
Пеньковая	220	199,97	-9,1
Ксеньевская	220	204,94	-6,85
Кислый Ключ	220	202,43	-7,99
Сбега	220	207,94	-5,48
Урюм	220	211,47	-3,88
Зилово	220	215,74	-1,94
Холбон	220	235,99	7,27
Шапка	220	227,57	3,44
Приисковая	220	232,51	5,69
Чернышевск	220	222,71	1,23
Бушулей	220	219,35	-0,29

Анализируя данные таблицы, можно заметить крайне низкие величины напряжения со стороны подстанций Забайкальской энергосистемы (до 189,42 кВ), соответственно, аналогично переносу по варианту №1, необходимы проведение определенных режимных мероприятий для оптимизации уровней напряжений в сети.

3.4 Оценка послеаварийных режимов сети

При проведении расчетов режимов должны учитываться послеаварийные режимы работы сети, характеризующиеся группами нормативных возмущений, связанными с:

- 1) короткими замыканиями на сетевых элементах (кроме систем и секций шин) переменного тока;
- 2) короткими замыканиями на системах (секциях) шин электростанций и подстанций;
- 3) аварийными небалансами активной мощности;
- 4) отключением вставок постоянного тока и ЛЭП постоянного тока.

Для целей установления требований к устойчивости энергосистем согласно ГОСТ Р 58058-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работаю-

щие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования» нормативные возмущения подразделяются на три группы (I, II и III), в зависимости от тяжести последствий [35]:

Таблица 58 – Группы нормативных возмущений

Нормативные возмущения	Распределение нормативных возмущений по группам нормативных возмущений в электрической сети с номинальным напряжением, кВ			
	110-220	330-500	750	1150
1 Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	I	I	II	II
2 Отключение сетевого элемента резервной защитой (при невыполнении на сетевом элементе основной защиты) при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	II	II	III	III
3 Отключение сетевого элемента основной защитой при трехфазном КЗ с неуспешным АПВ	II	-	-	-
4 Отключение сетевого элемента основной защитой при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	-	II	III	III
5 Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с отказом одного выключателя	III	III	III	III
6 Отключение в результате нормативного возмущения группы I двух ВЛ (КВЛ), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ)	III	III	III	III
7 Отключение одной СШ основными защитами и при однофазном КЗ	III	II	II	II

За доаварийный режим принимается нормальный режим работы Забайкальской и Амурской энергосистем, с расположением точек деления сети на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т и ПС 220 кВ Аячи/т.

Рассмотрим возможные варианты послеаварийных режимов двух энергосистем.

3.4.1. Послеаварийный режим после нормативных возмущений I группы

В Амурской энергосистеме происходит отключение ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т, в Забайкальской энергосистеме ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская, АПВ при обоих отключениях неуспешное.

Схемы режимов, при нормативных возмущениях I группы представлены в приложении Е.

Таблица 59 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т	158	630	25,1
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	72	630	11,4
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	-	630	-
ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т	228	630	36,2
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	113	630	17,9
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	60	630	9,6
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	-	630	-
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	-	630	-
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	120	630	19,1
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	30	630	4,8
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	115	630	18,2
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковая	-	630	-
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	117	630	28,2
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковая	47	630	7,4
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	199	630	31,6
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	72	630	11,4
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	84	630	13,3
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	236	630	37,4
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	177	630	28,2
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	142	630	22,5
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	191	630	30,4
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	201	630	31,9
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	217	630	34,5
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	231	630	36,7

За счет больших сечений проводов, перераспределение перетоков мощности при отключении ВЛ не приводят к перегрузке оставшихся в работе линий электропередач.

Таблица 60 – Потери в сети в послеаварийном режиме

Энергосистема	dP , МВт	$dP/P_{\text{сум}}$, %
Амурская	1,59	1,49
Забайкальская	7,27	4,11

В данном послеаварийном режиме наблюдаются незначительные повышения потерь в сетях обеих энергосистем, по сравнению с нормальными режимами.

Таблица 61 – Уровни напряжений в сети в послеаварийном режиме

Название ПС	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	$d U$, %
1	2	3	4
Могоча	220	198,76	-9,66

Продолжение таблицы 61

1	2	3	4
Семиозёрный	220	195,8	-11
Амазар	220	197,73	-10,12
Чичатка	220	190,22	-13,54
Аячи/т	220	202,44	-7,98
Ерофей Павлович/т	220	203,44	-7,53
Большая Омутная/т	220	210,08	-4,51
Уруша/т	220	206,96	-5,93
БАМ/т	220	213,89	-2,78
Сковородино	220	216,5	-1,59
Пеньковая	220	217,87	-0,97
Ксеньевская	220	219,03	-0,44
Кислый Ключ	220	204,97	-6,83
Сбега	220	212,08	-3,6
Урюм	220	220,79	0,36
Зилово	220	221,75	0,8
Холбон	220	237,05	7,75
Шапка	220	230,54	4,79
Приисковая	220	234,42	6,55
Чернышевск	220	227,01	3,19
Бушулей	220	224,28	1,95

Отключение ВЛ вызвало увеличение отклонения напряжения на шинах подстанций, в случае Забайкальской энергосистемы наблюдаются уровни напряжений, достигающие до 190,22 кВ.

3.4.2. Послеаварийный режим после нормативных возмущений III группы

Рассмотрим варианты нормативных возмущения III группы: со стороны Забайкальской энергосистемы на ПС 220 кВ Зилово происходит отключение 1С-220; со стороны Амурской энергосистемы отключение 2С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино.

Схемы режимов, при нормативных возмущениях III группы представлены в приложении Ж.

Таблица 62 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т	433	630	68,7
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	340	630	53,9
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	265	630	42,1
ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т	-	630	-

Продолжение таблицы 62

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	150	630	23,8
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	68	630	10,8
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	-	630	-
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	-	630	-
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	134	630	21,2
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	34	630	5,4
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	122	630	19,3
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	252	630	40
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	76	630	12,1
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	301	630	47,7
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	51	630	8,1
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	337	630	53,4
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	351	630	55,7
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	-	630	-
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	358	630	56,8
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	-	630	-
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	65	630	10,4
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	359	630	57
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	370	630	58,7
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	103	630	16,3

В данной послеаварийной схема наблюдаются существенные повышения токовых нагрузок головных участков транзитов в обеих энергосистемах: до 68,7 % в Амурской и до 58,7 в Забайкальской энергосистемах.

Таблица 63 – Потери в сети в послеаварийном режиме

Энергосистема	dP, МВт	dP/P _{сум} , %
Амурская	5,61	5,52
Забайкальская	14,29	9,95

Как следует из таблицы, многократно возросли потери активной мощности в сетях обеих энергосистем.

Таблица 64 – Уровни напряжений в сети в послеаварийном режиме

Название ПС	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Могоча	220	140,82	-35,99
Семиозёрный	220	136,97	-37,74
Амазар	220	139,31	-36,68
Чичатка	220	130,22	-40,81
Аячи/т	220	166,04	-24,53

Продолжение таблицы 64

1	2	3	4
Ерофей – Павлович/т	220	167,2	-24
Большая Омутная/т	220	171,02	-22,26
Уруша/т	220	161,14	-26,75
БАМ/т	220	192,74	-12,39
Сковородино	220	200,02	-9,08
Пеньковая	220	146,46	-33,43
Ксеньевская	220	157,68	-28,33
Кислый Ключ	220	138,44	-37,07
Сбега	220	136,57	-37,92
Урюм	220	172,31	-21,68
Зилово	220	182,2	-17,18
Холбон	220	223,9	1,77
Шапка	220	221,07	0,49
Приисковая	220	217,05	-1,34
Чернышевск	220	197,11	-10,4
Бушулей	220	218,69	-0,59

При наличии нормативных возмущений третьей группы наблюдается расхождение режимов для обеих энергосистем. Крайне низкое напряжение на шинах 220 кВ (до 130,22 кВ) приведет к аварийному отключению потребителя и большим финансовым убыткам.

Анализируя получившие параметры режима для двух вариантов сложившегося послеаварийного режима, можно сделать вывод, что имеющиеся связи по тракту Сковородино – Могоча являются слабыми и не способны в полной мере обеспечивать потребности потребителя в надежном и качественном электрообеспечении.

Сеть способна продолжать функционирование только при незначительных аварийных изменениях топологии сети, таких как отключение не более одной линии электропередачи. Так же была выявлена острая проблема дефицита реактивной мощности в сети, который накладываясь на большие нагрузочные потери в линиях, приводит к сильному отклонению напряжению в узлах сети.

4. РАЗРАБОТКА ВСТАВКИ НЕСИНХРОННОЙ СВЯЗИ

4.1 Постановка проблемы и определение путей ее решения

Проведенные в главе 2 исследования нормальных и послеаварийных режимов работы сети электроснабжения Транссибирской магистрали показали наличие ряда проблем, возникающих в обеих ее частях, разделенных границей раздела синхронных зон ЕЭС России. Разомкнутый режим работы магистралей, в совокупности с большой протяженностью линий и характерной для тяговой нагрузки высокой долей потребляемой реактивной мощности, приводит к низким показателям надежности электроснабжения потребителя и недопустимым уровням напряжений в ремонтных и послеаварийных схемах сети.

Решением обеих проблем может стать организация параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока по существующим связям, что позволит оптимизировать режим работы сети и повысить надежность электроснабжения потребителя.

Организовать устойчивую параллельную синхронную работу двух рассматриваемых энергосистем не представляется возможным, вследствие двух основных факторов:

- 1) существенное ограничение предела передаваемой мощности по статической устойчивости.
- 2) невозможность устойчивой работы потенциального энергообъединения, вследствие различных допустимых пределов по отклонению частоты.

Согласно ГОСТ 32114 – 2013 [36], в первой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц с восстановлением частоты до уровня $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 мин.

Во второй синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц не менее 95% времени суток без выхода за величину $(50,0 \pm 0,4)$ Гц.

Как видно из требований ГОСТ для синхронных зон существуют различные требования по поддержанию частоты, что при синхронной параллельной связи приведет к неустойчивой работе, возникновению асинхронных качаний, возможным ложным срабатываниям устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, нарушению статической устойчивости энергосистемы.

С учетом имеющихся проблем в сети, требующих скорейшего решения, и ограничений, накладываемых на условия параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири, к практической реализации осуществим только вариант параллельной несинхронной связи.

4.2 Способы реализации параллельной несинхронной связи

Местом организации вставки несинхронной связи выбрана ПС 220 кВ Могоча, так как она является единственной узловой подстанцией на границе синхронных зон. Уже имеющаяся электроэнергетическая инфраструктура позволит максимально сократить расходы на сооружение преобразовательного комплекса.

В настоящее время промышленностью освоено создание вставок несинхронной связи (ВНС) на основе [2]:

- 1) Вставки постоянного тока традиционного типа в комплексе со статическими тиристорными компенсаторами (ВПТ + СТК);
- 2) Вставки постоянного тока на базе двух преобразователей напряжения типа СТАТКОМ, соединенных между собой по цепям постоянного тока (ВПТН);
- 3) Асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АС ЭМПЧ);
- 4) Низкооборотного преобразователя типа VFT (вращающийся трансформатор) фирмы General Electric.

За многолетнюю практику эксплуатации несинхронных связей было установлено, что независимо от типа ВНС технический эффект от ее использования выражается [4]:

- 1) в снижении вероятности перерывов электроснабжения потребителя;
- 2) в уменьшении числа потребителей, отключаемых противоаварийной автоматикой АПНУ при аварийных отключениях энергоблоков электрических станций;
- 3) в суммарном снижении недоотпуска электроэнергии потребителям.

В таблице 65 сопоставлены возможности четырех рассматриваемых вариантов ВНС [5].

Таблица 65 – Сопоставление вариантов ВНС

Требования	Тип ВНС			
	ВПТ+СТК	ВПТН	АС ЭМПЧ	VFT
Реверсивность	+	+	+	+
Работа при относительной разности частот объединяемых ОЭС до 3%	+	+	+	+
Работа при несимметрии сетевого напряжения до 12%	+	+	+	+
Работа при искажении формы кривой сетевого напряжения до 8%	+	+	+	+
Работа на выделенную нагрузку	-	+	+	+
Необходимость дополнительных источников реактивной мощности	+	-	-	+
Быстродействие при изменении величины и направления передаваемой мощности	-	0,1	0,3	1
Численность эксплуатационного персонала, чел.	9	8	10	10

ВПТН, АС ЭМПЧ и VFT практически удовлетворяют всем требованиям к ВНС. Однако вместе с VFT необходима установка дополнительных мощных источников реактивной мощности для компенсации ее потребления самой электрической машиной (не менее 60% от активной мощности) и регулирования напряжения на «западных» и «восточных» шинах ПС. Также необходимо компенсировать реактивную мощность, потребляемую самим устройством [1].

Быстродействие VFT при реверсе проходной мощности через ВНС недостаточно для использования установки в качестве исполнительного устройства противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости.

Заявленное быстродействие АС ЭМПЧ находится на грани возможного для использования агрегата в качестве исполнительного устройства АПНУ. В связи с этим желательно увеличение этого быстродействия в 1,5–2,0 раза.

Из сопоставления технико-экономических показателей четырех рассмотренных выше вариантов реализации параллельной несинхронной работы установлено, что реализация проекта на базе традиционной вставки постоянного тока в сочетании со статическими тиристорными компенсаторами не удовлетворяет ключевому требованию, предъявляемому к организации параллельной связи, а именно, не обеспечивает автоматическое резервирование электроснабжения тяговых подстанций Забайкальской железной дороги на участке Могоча–Сковородино. При этом занимаемая им площадь на 35% больше площадей, соответствующих трем другим вариантам ВНС [6].

Комплекс на базе низкооборотных преобразователей типа VFT требует для обеспечения его нормальной работы установки дополнительных источников реактивной мощности. Быстродействие VFT недостаточно для использования его в качестве исполнительного устройства ПА АПНУ.

Стоимость технологического оборудования на базе VFT более чем вдвое превышает стоимость оборудования на базе АС ЭМПЧ и на 59,5% выше стоимости на базе преобразователей напряжения типа СТАТКОМ. Вследствие этого суммарные капиталовложения в комплекс с VFT примерно в 1,6 раза превышают затраты по каждому из прочих вариантов [6].

Варианты ВНС на базе вставки постоянного тока на преобразователях напряжения и асинхронизированных электромеханических преобразователях частоты равноценны по техническим характеристикам и капиталовложениям, занимают такую же площадь и отвечают всем требованиям, предъявляемым к несинхронной связи ОЭС Сибири и ОЭС Востока [5]: реверсивность, способность работать на выделенную нагрузку при значительной несимметрии фазных напряжений и искажениях кривой напряжения. Они не требуют дополнительных источников реактивной мощности для обеспечения нормального функционирования и поддержания напряжения на шинах ПС 220 кВ Могоча, поскольку помимо

передачи активной мощности выполняют роль регулируемых источников реактивной мощности с достаточно большим и симметричным (на выдачу и потребление) диапазоном регулирования [8].

Реализация ЗБПК на базе асинхронизированных электромеханических преобразователей требует на восемь месяцев больше времени по сравнению с ЗБПК на базе статических преобразователей СТАТКОМ. Быстродействие АС ЭМПЧ находится на грани возможного для использования агрегата в качестве исполнительного устройства АПНУ. В состав АС ЭМПЧ входят вращающиеся машины большой мощности, что требует наличия дополнительно двух рабочих эксплуатационного персонала. В условиях подстанции Могоча вариант с вращающимися машинами может быть более сложным в эксплуатации [3].

Все это явилось причиной того, что было принято решение о реализации ВНС на базе вставки постоянного тока с преобразователями напряжения типа СТАТКОМ.

4.3 Исследование пропускных способностей существующих связей

Одно из главных преимуществ вставок постоянного тока – это возможность изменять величину и направление перетока активной мощности, благодаря чему связь освобождается от нерегулируемых перетоков мощности и способствует передаче электроэнергии по заданной программе [7].

Как уже было выявлено ограничение в передаче мощности через линии переменного тока ограничены пределом передаваемой мощности и величиной длительно допустимой токовой нагрузки. Из этого вытекают основные ограничительные параметры проектируемой вставки постоянного тока:

1) Переток активной мощности через ВПТ не должен превышать пределов по статической апериодической устойчивости для приемной и передающей энергосистемы;

2) Уровни напряжений в узлах нагрузки не должны опускаться ниже допустимых пределов по статической устойчивости;

3) Величина перетока активной мощности через ВПТ не должен приводить к превышению длительно допустимой токовой нагрузки электросетевых элементов.

4.3.1 Определение предела передаваемой мощности по статической устойчивости

Для определения максимально возможной мощности, передаваемой через по транзитным связям, будем использовать Методические указания по устойчивости энергосистем [19].

Предел передаваемой мощности через линию переменного тока определяется как:

$$P_{\text{ПП}} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{\Sigma}} \cdot \sin(\delta), \quad (2)$$

где $P_{\text{ПП}}$ – предел передаваемой мощности;

$U_1 \cdot U_2$ – напряжения в начале и в конце передачи соответственно;

X_{Σ} – суммарное индуктивное сопротивление передачи всех транзитных ВЛ связи;

$\sin(\delta)$ – электрический угол между напряжениями в начале и в конце транзита, принимается равным 1.

Определим значения напряжений, необходимых для расчета предела передаваемой мощности. Будем учитывать граничные условия для минимально допустимого значения величины напряжения в узлах. Согласно [19], коэффициент запаса по напряжению определяется как:

$$K_U = \frac{U - U_{\text{КР}}}{U_{\text{КР}}}, \quad (3)$$

где U – величина напряжения в узле нагрузки в рассматриваемом режиме;

$U_{\text{КР}}$ – критическое напряжение в узле нагрузки.

Критическое напряжение в узле нагрузки соответствует границе статической устойчивости электродвигательной нагрузки и должно определяться на основании фактических данных (в том числе информации о допустимых режимах работы электродвигательной нагрузки), представленных потребителем электрической энергии, являющимся собственником или иным законным владельцем соответствующего оборудования. При отсутствии информации от потребителя электрической энергии величину критического напряжения в узлах нагрузки 110 кВ и выше следует принимать равной:

$$U_{KP} = 0,7 \cdot U_{НОМ}, \quad (4)$$

Согласно Методическим указаниям [19], коэффициент запаса по напряжению для нормального режима составляет $K_U = 0,15$, тогда совершив подстановку формулы (4) в формулу (3) получим:

$$U = 0,7 \cdot U_{НОМ} (K_U + 1) \quad (5)$$

$$U = 0,7 \cdot 220 \cdot (0,15 + 1) = 177,1 \text{ кВ}$$

Индуктивные сопротивления рассматриваемых ВЛ приведены в таблице 66.

Таблица 66 – Индуктивные сопротивления ВЛ

Диспетчерское наименование ВЛ	Индуктивное сопротивление, Ом
1	2
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	11,11
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	44,96
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	10,35
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	32,43
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	27,72
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	22,67
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	11,35
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	21,3
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	37,7
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	26,93
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	38,2
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	14,82
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	26,68
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	25,43

1	2
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	28,86
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	30,07
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	19,62
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	34,42
ВЛ 220 кВ Холбон – Шапка	30,77
ВЛ 220 кВ Холбон – Приисковая	13,09
ВЛ 220 кВ Шапка – Бушулей	34,36
ВЛ 220 кВ Приисковая - Чернышевск	40,22
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	18,76
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	30,44

На основе представленного на рисунке 1 эквивалента участка сети, выделим следующие связи:

Для Амурской энергосистемы:

- 1) Транзит Сковородино – БАМ/т – Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т (Северо-восточная связь АЭ);
- 2) Транзит Ерофей Павлович/т – Аячи/т – Амазар – Могоча (Северо-западная связь АЭ);
- 3) Транзит Сковородино – БАМ/т – Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т – Аячи/т – Амазар – Могоча (Северная связь АЭ);
- 4) Транзит Сковородино – Уруша/т – Ерофей Павлович/т (Юго-восточная связь АЭ);
- 5) Транзит Ерофей Павлович/т – Чичатка – Семиозёрный – Могоча (Юго-западная связь АЭ);
- 6) Транзит Сковородино – Уруша/т – Ерофей Павлович/т – Чичатка – Семиозёрный – Могоча (Южная связь АЭ).

Для Забайкальской энергосистемы:

- 1) Транзит Холбон – Шапка – Бушулей – Зилово (Северо-западная связь ЗЭ);
- 2) Транзит Зилово – Урюм – Ксеньевская – Пеньковая – Могоча (Северо-восточная связь ЗЭ);

- 3) Транзит Холбон – Шапка – Бушулей – Зилово – Урюм – Ксеньевская – Пеньковская – Могоча (Северная связь ЗЭ);
- 4) Транзит Холбон – Приисковская – Чернышевск – Зилово (Юго–западная связь ЗЭ);
- 5) Транзит Зилово – Сбега – Кислый Ключ – Могоча (Юго–восточная связь ЗЭ);
- 6) Транзит Холбон – Приисковская – Чернышевск – Зилово – Сбега – Кислый Ключ – Могоча (Южная связь ЗЭ).

На рисунке 24 представлена схема связей энергосистем.

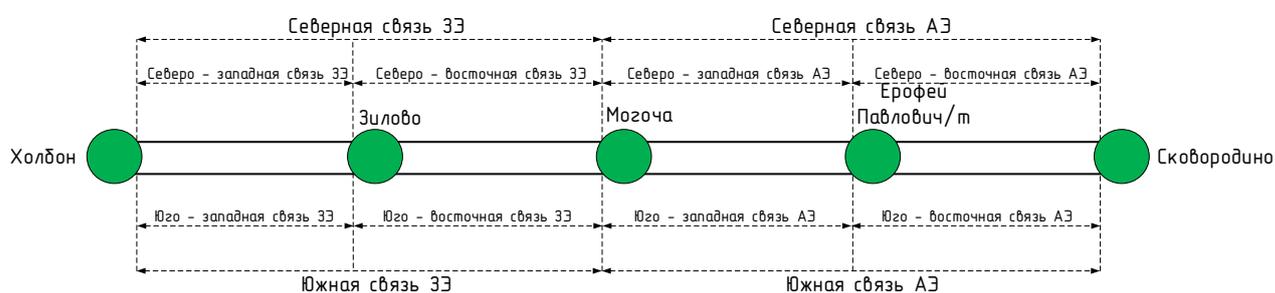


Рисунок 24 – Связи энергосистем

Определение предельно допустимых перетоков проводится для всех расчётных режимов (нормальный, ремонтные, послеаварийные) по условиям устойчивости и допустимых токовых нагрузок. Наличие вставки постоянного тока позволяет выполнить первоначальные расчёт отдельно для каждой ОЭС, а затем выбрать среди полученных результатов те, которые ограничивают допустимые перетоки мощности.

4.3.2 Определение предела передаваемой мощности для ОЭС Востока

Определять пределы передаваемой мощности будем для семи схем сети:

- 1) Нормальный режим: все ВЛ 220 кВ по северной и южной связям АЭ в работе и включен СВ-220 на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т;
- 2) Ремонтная схема №1: в ремонте ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т;
- 3) Ремонтная схема №2: в ремонте ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т;
- 4) Ремонтная схема №3: в ремонте ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар;
- 5) Ремонтная схема №4: в ремонте ВЛ 220 кВ Семиозёрный – Могоча;

6) Послеаварийная схема №1: отключение ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т при выведенном в ремонт СВ-220 на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т;

7) Послеаварийная схема №2: отключение ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т при выведенном в ремонт СВ-220 на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т.

Покажем определение сопротивления сети на примере нормальной схеме.

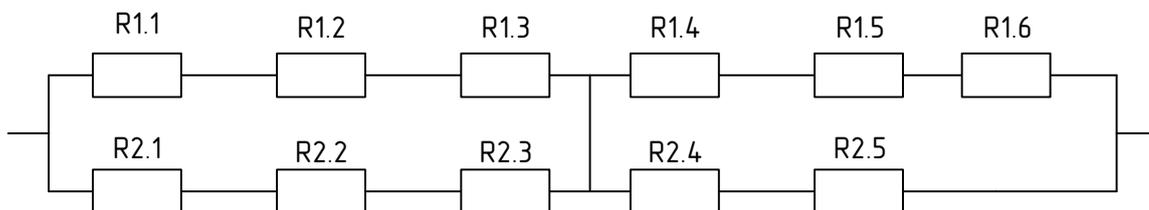


Рисунок 25 – Схема замещения нормальной схемы сети АЭ

Где R1.1 – R1.6 и R2.1 – R2.5 – это сопротивления ВЛ 220 кВ по северной и южной связям АЭ соответственно.

Преобразуем схему:

$$R_{1.1-1.3} = 37,7 + 26,93 + 11,35 = 75,98 \text{ Ом}$$

$$R_{1.4-1.6} = 10,35 + 44,96 + 11,09 = 66,4 \text{ Ом}$$

$$R_{2.1-2.3} = 21,3 + 38,2 + 22,67 = 82,17 \text{ Ом}$$

$$R_{2.4-2.5} = 27,72 + 32,43 = 60,15 \text{ Ом}$$

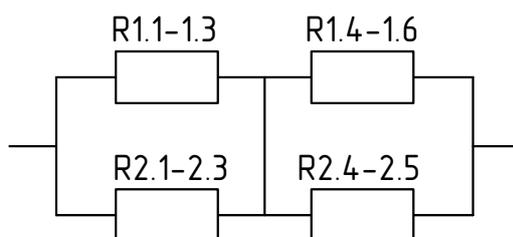


Рисунок 26 – Преобразованная схема замещения нормальной схемы сети АЭ

В результате сопротивление по транзиту составит:

$$R = \frac{75,98 \cdot 82,17}{75,98 + 82,17} + \frac{66,4 \cdot 60,15}{66,4 + 60,15} = 71,04 \text{ Ом}$$

Определив все требующиеся данные можно рассчитать предел, передаваемой активной мощности, в нормальном режиме:

$$P_{\text{ПР}} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{71,04} \cdot 1 = 441,5 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} = 0,8 \cdot P_{\text{ПР}} \quad (6)$$

$$P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} = 0,8 \cdot 441,5 = 353,2 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{ПР.ВПТ}} = P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} - P_{\text{ПОТ.АЭ}}, \quad (7)$$

где $P_{\text{ПР.ВПТ}}$ – предел передаваемой мощности через ВПТ;

$P_{\text{ПОТ.АЭ}}$ – суммарная величина нагрузки по тракту

$$P_{\text{ПР.ВПТ}} = 353,2 - 20,5 - 40,9 - 34,6 - 20,6 - 33 = 203,6 \text{ МВт}$$

Итого при нормальном режиме сети максимальная мощность, которую способна выдавать энергосистема Амурской области через ВПТ составляет 203,6 МВт.

Определим предел передаваемой активной мощности для ремонтной схемы №1.

$$P_{\text{ПР}} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{99,63} \cdot 1 = 314,81 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} = 0,8 \cdot 314,81 = 251,85 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{ПР.ВПТ.р}} = 251,85 - 149,6 = 102,25 \text{ МВт}$$

Как видно, ограничение данной ремонтной схемы приводит к ограничению максимального перетока активной мощности, который можно передать через ВПТ, с целью использования максимальной пропускной способности вставки

постоянного тока необходимо организовать возможность выдачи управляющих воздействий противоаварийной автоматики на разгрузку ВПТ.

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{ПА} = P_{ПР.ВПТ} - P_{ПР.ВПТ.p} \quad (8)$$

$$P_{ПА} = 203,6 - 102,25 = 101,35 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для ремонтной схемы №2.

$$P_{ПР} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{105,88} \cdot 1 = 296,23 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{ПР.СТ.УСТ} = 0,8 \cdot 296,23 = 236,98 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{ПР.ВПТ.p} = 236,98 - 149,6 = 87,38 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{ПА} = 203,6 - 87,38 = 116,22 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для ремонтной схемы №3.

$$P_{ПР} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{113,73} \cdot 1 = 275,78 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{ПР.СТ.УСТ} = 0,8 \cdot 275,78 = 220,62 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{ПР.ВПТ.p} = 220,62 - 149,6 = 71,02 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{ПА} = 203,6 - 71,02 = 132,58 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для ремонтной схемы №4.

$$P_{ПР} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{107,54} \cdot 1 = 291,65 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{ПР.СТ.УСТ} = 0,8 \cdot 291,65 = 233,32 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{ПР.ВПТ.p} = 233,32 - 149,6 = 83,72 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{ПА} = 203,6 - 83,72 = 119,88 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для послеаварийной схемы №1.

$$P_{ПР} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{142,32} \cdot 1 = 220,38 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{ПР.СТ.УСТ} = 0,92 \cdot 220,38 = 202,75 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{ПР.ВПТ.на} = 202,75 - 149,6 = 53,15 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{ПА} = 203,6 - 53,15 = 150,45 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для послеаварийной схемы №2.

$$P_{ПР} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{142,38} \cdot 1 = 220,29 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{ПР.СТ.УСТ} = 0,92 \cdot 220,29 = 202,66 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{пр.ВПТ.на}} = 202,66 - 149,6 = 53,06 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{\text{ПА}} = 203,6 - 53,06 = 150,54 \text{ МВт}$$

Структурируем полученные расчетные данные в таблице 67.

Таблица 67 – Пределы передаваемой мощности через ВПТ, при разных режимах сети АЭ

Схема сети	Предел передаваемой мощности по связям, МВт	Предел передаваемой мощности через ВПТ, МВт	Величина управляющих воздействий ПА, МВт
Нормальная	353,2	203,6	-
Ремонтная №1	251,85	102,25	101,35
Ремонтная №2	236,98	87,38	116,22
Ремонтная №3	220,62	71,02	132,58
Ремонтная №4	233,32	83,72	119,88
Послеаварийная №1	202,75	53,15	150,45
Послеаварийная №2	202,66	53,06	150,54

4.3.3 Определение предела передаваемой мощности для ОЭС Сибири

Определять пределы передаваемой мощности будем также для семи схем сети:

- 1) Нормальный режим: все ВЛ 220 кВ по северной и южной связям ЗЭ в работе и включен СВ-220 на ПС 220 кВ Зилово;
- 2) Ремонтная схема №1: в ремонте ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская;
- 3) Ремонтная схема №2: в ремонте ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ;
- 4) Ремонтная схема №3: в ремонте ВЛ 220 кВ Холбон – Шапка;
- 5) Ремонтная схема №4: в ремонте ВЛ 220 кВ Холбон – Приисковская;
- 6) Послеаварийная схема №1: отключение ВЛ 220 кВ Холбон – Шапка при выведенном в ремонт СВ-220 на ПС 220 кВ Зилово;
- 7) Послеаварийная схема №2: отключение ВЛ 220 кВ Холбон – Приисковская при выведенном в ремонт СВ-220 на ПС 220 кВ Зилово.

Покажем определение сопротивления сети на примере нормальной схемы.

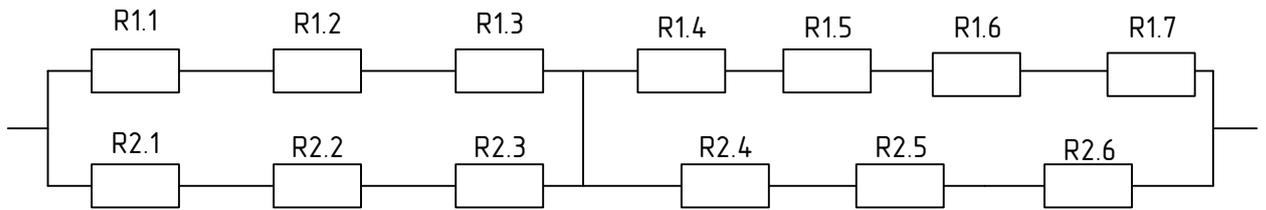


Рисунок 27 – Схема замещения нормальной схемы сети ЗЭ

Где R1.1 – R1.7 и R2.1 – R2.6 – это сопротивления ВЛ 220 кВ по северной и южной связям ЗЭ соответственно.

Преобразуем схему:

$$R_{1.1-1.3} = 30,77 + 34,36 + 18,76 = 83,88 \text{ Ом}$$

$$R_{1.4-1.7} = 19,62 + 30,07 + 25,43 + 14,82 = 89,94 \text{ Ом}$$

$$R_{2.1-2.3} = 13,09 + 40,22 + 30,44 = 83,75 \text{ Ом}$$

$$R_{2.4-2.6} = 34,42 + 28,86 + 26,68 = 89,96 \text{ Ом}$$

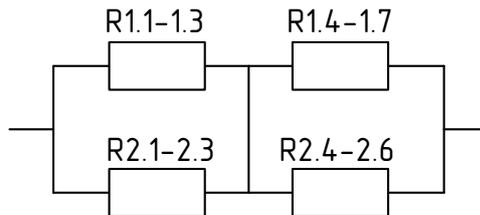


Рисунок 28 – Преобразованная схема замещения нормальной схемы сети ЗЭ

В результате сопротивление по транзиту составит:

$$R = \frac{83,88 \cdot 89,94}{83,88 + 89,94} + \frac{83,75 \cdot 89,96}{83,75 + 89,96} = 86,89 \text{ Ом}$$

Определив все требующиеся данные можно рассчитать предел, передаваемой активной мощности, в нормальном режиме:

$$P_{\text{ПР}} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{86,89} \cdot 1 = 360,97 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{\text{ПР.ст.уст}} = 0,8 \cdot 360,97 = 288,77 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{ПР.ВПТ}} = 288,77 - 35,6 - 31,3 - 17 - 5,9 - 25 = 173,97 \text{ МВт}$$

Итого при нормальном режиме сети максимальная мощность, которую способна выдавать энергосистема Забайкальского края через ВПТ составляет 173,97 МВт.

Определим предел передаваемой активной мощности для ремонтной схемы №1.

$$P_{\text{ПР}} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{131,87} \cdot 1 = 237,84 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} = 0,8 \cdot 237,84 = 190,27 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{ПР.ВПТ.р}} = 190,27 - 114,8 = 75,47 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{\text{ПА}} = 173,97 - 75,47 = 98,5 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для ремонтной схемы №2.

$$P_{\text{ПР}} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{131,85} \cdot 1 = 237,88 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} = 0,8 \cdot 237,88 = 190,3 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{ПР.ВПТ.р}} = 190,3 - 114,8 = 75,5 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{\text{ПА}} = 173,97 - 75,5 = 98,47 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для ремонтной схемы №3.

$$P_{\text{ПР}} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{128,73} \cdot 1 = 243,65 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} = 0,8 \cdot 243,65 = 194,92 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{ПР.ВПТ.р}} = 194,92 - 114,8 = 80,12 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{\text{ПА}} = 173,97 - 80,12 = 93,85 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для ремонтной схемы №4.

$$P_{\text{ПР}} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{128,87} \cdot 1 = 243,38 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} = 0,8 \cdot 243,38 = 194,7 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{ПР.ВПТ.р}} = 194,7 - 114,8 = 79,9 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{\text{ПА}} = 173,97 - 79,9 = 94,07 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для послеаварийной схемы №1.

$$P_{\text{ПР}} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{173,69} \cdot 1 = 180,58 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{\text{ПР.СТ.УСТ}} = 0,92 \cdot 180,58 = 166,13 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{\text{ПР.ВПТ.на}} = 166,13 - 114,8 = 51,33 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{\text{ПА}} = 173,97 - 51,33 = 122,64 \text{ МВт}$$

Определим предел передаваемой активной мощности для послеаварийной схемы №2.

$$P_{ПР} = \frac{177,1 \cdot 177,1}{173,85} \cdot 1 = 180,41 \text{ МВт}$$

Для обеспечения требования запаса статической устойчивости величина не должна превышать:

$$P_{ПР.СТ.УСТ} = 0,92 \cdot 180,41 = 165,98 \text{ МВт}$$

С учетом имеющийся тяговой нагрузки, на долю ВПТ остается:

$$P_{ПР.ВПТ.на} = 165,98 - 114,8 = 51,18 \text{ МВт}$$

Величина УВ ПА, необходимая для реализации:

$$P_{ПА} = 173,97 - 51,18 = 122,79 \text{ МВт}$$

Таблица 68 – Пределы передаваемой мощности через ВПТ, при разных режимах сети ЗЭ

Схема сети	Предел передаваемой мощности по связям, МВт	Предел передаваемой мощности через ВПТ, МВт	Величина управляющих воздействий ПА, МВт
Нормальная	288,77	173,97	—
Ремонтная №1	190,27	75,47	98,5
Ремонтная №2	190,3	75,5	98,47
Ремонтная №3	194,92	80,12	93,85
Ремонтная №4	194,7	79,9	94,07
Послеаварийная №1	166,13	51,33	122,64
Послеаварийная №2	165,98	51,18	122,79

Анализируя полученные в таблицах 67 и 68 данные, можно сделать вывод, что по связям принимающей активной мощности энергосистемы, можно передать заметно большую величину перетока, чем способна пропустить передающая.

Таблица 69 – Величины максимальных перетоков активной мощности, в зависимости от направления передачи

Направление передачи	Величина активной мощности, МВт
Из ОЭС Востока в ОЭС Сибири	203,6
Из ОЭС Сибири в ОЭС Востока	173,97

4.3.4 Описание устройства и особенностей функционирования вставки постоянного тока на базе статических компенсаторов реактивной мощности

Силовой преобразователь вставки постоянного тока (ВПТ) выполнен по схеме двух объединенных по цепи постоянного тока СТАТКОМ. Для передачи заданной мощности 200 МВт устанавливаются две параллельно работающих ветви. Решение является оптимальным как по нагрузке силовых преобразователей, так и по надежности [6].

Высокая надежность является прямым следствием наличия двух независимых ветвей ВПТ – при выходе из строя одной из ветвей, теряется только часть передаваемой мощности. При этом, если рабочая ветвь не выходит за рамки перегрузочной способности, можно обеспечить длительную непрерывную передачу мощности даже с отключенной одной ветвью. При этом на первый план выходит надежная работа основного силового оборудования СТАТКОМ.

Для обеспечения надежной работы СТАТКОМ применяются передовые программно-технические средства управления, контроля и защиты. Эти средства включают в себя использование оптических каналов управления высоковольтным вентилем, специальные алгоритмы включения/отключения ВВ реализованные в драйвере ячейки ВВ, троирование сигналов управления и контроля ВВ в шкафу управления, дублированную систему управления, регулирования, защиты и автоматики, быстродействующие оптические каналы обмена данными между различными подсистемами [11].

СТАТКОМ в качестве основного коммутирующего устройства использует вентиль на основе последовательно соединенных биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT) [14].

Особенностью СТАТКОМ, выполненного на IGBT, в отличие от использования приборов на основе тиристорных структур, является то, что полностью управляемые приборы позволяют прервать нежелательное развитие процессов до их перехода в аварийные режимы. Для этого достаточно блокировать импульсы управления. Основной вопрос проектирования и выполнения защит при этом в быстром и однозначном выявлении режимов, которые могут перейти в стадию аварийных. Способ прерывания нежелательного процесса посредством блокирования импульсов применим в случаях, когда имеет место только функциональный сбой, и нет опасности необратимых изменений в силовой схеме. Следует отметить, что ряд внутренних аварий не вызывает значительных изменений токов в элементах силовых цепей, что вызывает необходимость в своевременном выявлении и адекватной реакции на аварии такого рода [10].

4.3.5 Определение расчетной мощности вставки постоянного тока

Как видно из раздела 4.3.3, максимальная мощность, которую возможно пропустить через вставку составляет 203,6 МВт.

Так как Трансибирская магистраль представлена двумя протяженными магистральями (северной и южной), которые будут сходятся на ПС 220 кВ Могоча, то в целях обеспечения надежности связей энергосистем и для реализации частичного резервирования целесообразно применение двух параллельно работающих вставок.

Тогда расчетная мощность одной вставки определится как:

$$P_{P.ВПТ} = \frac{P_{ПР.ВПТ}}{2}, \quad (9)$$

где $P_{ПР.ВПТ}$ – максимальный переток активной мощности, протекающий через ВПТ.

$$P_{P.ВПТ} = \frac{203,6}{2} = 101,8 \text{ МВт} \approx 100 \text{ МВт}$$

Проектируемая вставка несинхронной связи будет представлять с собой две ВПТ, пропускная способность каждой из которых составляет 100 МВт, соответственно суммарная пропускная способность составит 200 МВт, при этом в режиме выдачи мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока физические ограничения сети ограничивают эту пропускную способность и суммарный переток составляет 173 МВт.

4.3.6 Определение основных параметров СТАТКОМ

При выборе параметров СТАТКОМ рассматривались три основные задачи, которые ставятся перед ним [12]:

1) генерация необходимой величины реактивной мощности в максимальных режимах при номинальной нагрузке ВПТ, для устранения дефицита реактивной мощности и оптимизации уровней напряжений в сети.

2) потребление излишней реактивной мощности в минимальном режиме, с целью компенсации больших величин зарядных мощностей линий и недопущения превышения максимально допустимых для изоляции уровней напряжений.

3) устранение несимметрии и несинусоидальности напряжений, которые характерны для расположенной вдоль Трансибирской магистрали тяговой нагрузки.

Определим требуемую величину генерации реактивной мощности СТАТКОМ, для этого определим величину потребляемой реактивной мощности по тракту электроснабжения Трансибирской магистрали, с учетом потерь реактивной мощности в трансформаторах подстанций и в линиях электропередач, так же учитывая величину зарядной мощности этих линий.

Обе вставки постоянного тока реализованы с двумя СТАТКОМ, расположенных по разные стороны от нее и работающие независимо друг от друга, оптимизируя уровни напряжений в прилегающих сетях обеих энергосистем.

В общем виде определить потребляемую транзитами энергосистем реактивную мощность можно по формуле:

$$Q_T = Q_{\Sigma H} + \Delta Q_{\Sigma T} - Q_{\Sigma c} + \Delta Q_{\Sigma Л}, \quad (10)$$

где $Q_{\Sigma H}$ – суммарная реактивная мощность потребляемая ПС;

$\Delta Q_{\Sigma T}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах ПС;

$Q_{\Sigma c}$ – суммарная реактивная мощность, генерируемая подключенными к ПС ЛЭП;

$\Delta Q_{\Sigma Л}$ – суммарные потери реактивной мощности в транзитных ЛЭП.

Покажем пример расчета для ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т, расчетные данные для остальных ПС внесем в таблицу х.

$$Q_{H.Расч.ЕП/т} = 9,1 \text{ Мвар}$$

Потери реактивной мощности для работающих параллельно трансформаторов определяются как [38]:

$$\Delta Q = \frac{k \cdot I_x \cdot S_{НОМ}}{100} + \frac{u_k \cdot S^2}{k \cdot 100 \cdot S_{НОМ}},$$

где S – полная мощность, протекающая через трансформатор;

u_k – напряжение короткого замыкания;

k – количество параллельно работающих трансформаторов;

I_x – ток холостого хода;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность.

На ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т, как и на всех подстанция по Трансибирской магистрали, эксплуатируются трехобмоточные трансформаторы марки ТДТНЖ-40000/220 ХЛ1, со следующими паспортными данными [49]:

Таблица 70 – Каталожные параметры трансформатор ТДТНЖ-40000/220 ХЛ1

Наименование параметра	Единица измерения	Величина параметра
1	2	3
Номинальная мощность (полная)	МВ · А	40
Номинальная мощность НН (полная)	МВ · А	40
Номинальная мощность СН (полная)	МВ · А	40
Номинальная мощность ВН (полная)	МВ · А	40
Напряжение НН, номинальное	кВ	11
Напряжение СН, номинальное	кВ	27,5
Напряжение ВН, номинальное	кВ	230
Номинальный ток ВН	А	100,5

Продолжение таблицы 70

1	2	3
Номинальный ток СН	А	840
Номинальный ток НН	А	2100
Напряжение короткого замыкания ВН-СН	%	12,46
Напряжение короткого замыкания ВН-НН	%	22,64
Напряжение короткого замыкания СН-НН	%	9,53
Потери короткого замыкания ВН-НН	кВт	231,93
Потери короткого замыкания ВН-СН	кВт	199,52
Потери короткого замыкания СН-НН	кВт	160,08
Потери активной мощности холостого хода	кВт	47
Ток холостого хода	%	0,49
Номинальный коэффициент трансформации ВН-СН	-	8,36
Номинальный коэффициент трансформации ВН-НН	-	20,871
Номинальный коэффициент трансформации СН-НН	-	2,50
Место установки устройства регулирования	Бак трансформатора	ВН
Количество ступеней регулирования	-	27
Количество ступеней регулирования в "+"	-	12
Шаг регулирования в "+"	%	1
Количество ступеней регулирования в "-"	-	12
Шаг регулирования в "-"	%	1

Учитывая тот факт, что подстанция является тяговой и практически вся нагрузка подстанции распределена на СН 27,5 кВ, а на сторону НН 10 кВ приходятся только потребители собственных нужд, доля которых не известна, принимаем допущение, что вся нагрузка потребителей протекает от стороны высокого напряжения в сторону среднего.

Тогда величина потерь реактивной мощности в трансформаторах ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т составит:

$$\Delta Q = \frac{2 \cdot 0,49 \cdot 40}{100} + \frac{12,46 \cdot \left(\sqrt{20,6^2 + 9,1^2}\right)^2}{2 \cdot 100 \cdot 40} = 1,182 \text{ Мвар}$$

Результаты расчетов для остальных подстанций сведены в таблице 71.

Таблица 71 – Потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций.

Наименование подстанции	Потери реактивной мощности в трансформаторах, Мвар
1	2
БАМ/т	3,289

1	2
Большая Омутная/т	1,562
Уруша/т	4,197
Ерофей Павлович/т	1,182
Чичатка	3,197
Аячи/т	1,214
Амазар	0,6
Семиозёрный	0,507
Могоча	16,585
Шапка	0,99
Приисковая	0,602
Чернышевск	0,602
Бушулей	1,36
Зилово	0,512
Урюм	0,48
Сбега	0,93
Кислый Ключ	0,639
Ксеньевская	0,686
Пеньковая	0,885

Определим зарядную мощность, генерируемую линиями, подключенными к шинам рассматриваемой ПС. Изобразим схему подключения ЛЭП к этой ПС, как известно [22], зарядная мощность линий генерируется от её центра к концам, следовательно, к ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т будут приходить половины зарядных мощностей четырех линий электропередач.

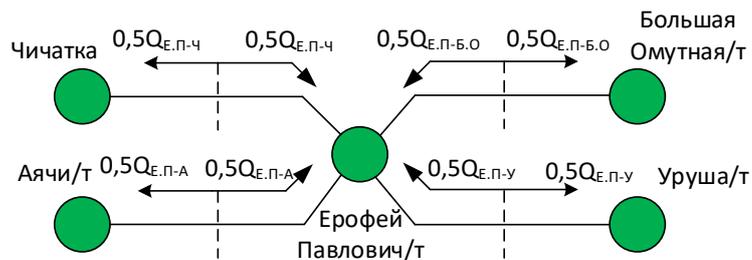


Рисунок 29 – Распределение зарядной мощности линий в районе ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т

Зарядная мощность линии определяется как [22]:

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot U^2 \cdot b_0 \cdot l, \tag{11}$$

где U – линейное напряжение ВЛ;

b_0 – удельная емкостная проводимость;

l – протяженность линии.

Для ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т:

$$Q_{c1} = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 2,647 \cdot 24,1 = 1,544 \text{ Мвар}$$

Для ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т:

$$Q_{c2} = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 2,647 \cdot 24,1 = 4,138 \text{ Мвар}$$

Для ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка:

$$Q_{c3} = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 2,647 \cdot 52,7 = 3,376 \text{ Мвар}$$

Для ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т:

$$Q_{c4} = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 2,647 \cdot 26,5 = 1,698 \text{ Мвар}$$

Тогда для рассматриваемой подстанции величина $Q_{\Sigma c}$ составит:

$$Q_{\Sigma c} = \sum_{i=1}^{n=4} Q_{ci} = 1,544 + 4,138 + 3,376 + 1,698 = 10,756 \text{ Мвар}$$

Расчеты для остальных ПС производятся аналогично и сведены в таблице

72.

Таблица 72 – Зарядные мощности ЛЭП, стекающие к шинам подстанций.

Наименование подстанции	Величина зарядной мощности, Мвар
1	2
БАМ/т	8,372
Большая Омутная/т	8,257
Уруша/т	8,981
Ерофей Павлович/т	10,756
Чичатка	8,966
Аячи/т	6,322
Амазар	10,094
Семиозёрный	8,411
Могоча в сторону АЭ	8,29
Могоча в сторону ЗЭ	6,288
Шапка	9,851
Приисковая	8,094
Чернышевск	10,764
Бушулей	8,044
Урюм	7,544

1	2
Сбега	9,607
Кислый Ключ	8,426
Ксеньевская	8,425
Пеньковая	6,104

Определим максимальные величины потерь реактивной мощности в линиях электропередач, при работающей вставке постоянного тока в режиме выдачи максимальной мощности.

Покажем пример расчета для ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т, расчеты для остальных линий сведем в таблицу 73.

Потери реактивной мощности определяются как [23]:

$$\Delta Q_L = \frac{P_L^2 + Q_L^2}{U^2} X, \quad (12)$$

где P_L – переток активной мощности по линии;

Q_L – переток реактивной мощности по линии;

U – линейное напряжение ЛЭП;

X – индуктивное сопротивление ЛЭП.

$$P_L = P_H + 0,5 \cdot P_{ВПТ}, \quad (13)$$

где P_H – активная мощность нагрузки по северной связи АЭ;

$P_{ВПТ}$ – мощность, передаваемая через ВПТ в сторону ОЭС Сибири.

$$P_L = 72,9 + 0,5 \cdot 200 = 172,9 \text{ МВт}$$

$$Q_L = Q_H, \quad (14)$$

где Q_H – активная мощность нагрузки по северной связи АЭ.

$$Q_L = 59,9 \text{ Мвар}$$

$$X = x_0 \cdot l, \quad (15)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление АС-300;

l – протяженность ЛЭП.

$$X = 0,429 \cdot 25,9 = 11,11 \text{ Ом}$$

Потери реактивной мощности в ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т составят:

$$\Delta Q_{Л} = \frac{172,9^2 + 59,9^2}{220^2} 11,11 = 7,686 \text{ Мвар}$$

Результаты расчетов для остальных линий приведены в таблице ниже.

Таблица 73 – Потери реактивной мощности в ЛЭП

Диспетчерское наименование ВЛ	Потери реактивной мощности, Мвар
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т	7,686
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	24,99
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	4,7
ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т	26,56
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	15,65
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	9,71
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	5,18
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	6,11
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	13,79
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	10,66
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	12,01
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	2,54
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	4,97
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	5,5
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	6,61
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	7,9
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	5,78
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	10,11
ВЛ 220 кВ Холбон – Шапка	12,12
ВЛ 220 кВ Холбон – Приисковская	4,91
ВЛ 220 кВ Шапка – Бушулей	10,62
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	13,29
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	5,01
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	9,5

На основе полученных данных, можно определить необходимые величины генерации реактивной мощности, необходимых для экономичной работы связей с оптимальными уровнями напряжений.

Для транзита в сторону Амурской энергосистемы:

$$Q_{Г.АЭ} = 168,5 + 32,333 - 78,449 + 137,046 = 259,427 \text{ Мвар}$$

Для транзита в сторону Забайкальской энергосистемы:

$$Q_{Г.ЗЭ} = 90,9 + 24,271 - 98,873 + 98,86 = 118,158 \text{ Мвар}$$

Определим максимальную величину реактивной мощности, которую способны генерировать связи, для этого рассчитаем величину зарядных мощностей этих связей в режиме их холостого хода.

Для Амурской энергосистемы:

$$Q_{П.АЭ} = Q_{СС.АЭ} + Q_{ЮС.АЭ}, \quad (16)$$

где $Q_{СС.АЭ}$ – зарядная мощность северной связи АЭ;

$Q_{ЮС.АЭ}$ – зарядная мощность южной связи ЗЭ.

Величины зарядных мощностей определим по формуле (), аналогично алгоритму, показанному выше.

$$Q_{СС.АЭ} = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 2,647 \cdot 335,87 = 21,515 \text{ Мвар}$$

$$Q_{ЮС.АЭ} = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 2,647 \cdot 324,21 = 20,757 \text{ Мвар}$$

$$Q_{П.АЭ} = 21,515 + 20,757 = 42,272 \approx 42 \text{ Мвар}$$

Для Забайкальской энергосистемы:

$$Q_{СС.ЗЭ} = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 2,647 \cdot 412,17 = 26,403 \text{ Мвар}$$

$$Q_{ЮС.ЗЭ} = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 2,647 \cdot 413,56 = 26,492 \text{ Мвар}$$

$$Q_{П.ЗЭ} = 26,403 + 26,492 = 52,895 \approx 53 \text{ Мвар}$$

Определив максимальные значения потребляемых реактивных мощностей по Транссибирской магистрали в режимах максимальных нагрузок, делаем вывод, что экономически целесообразно обеспечить реактивной мощностью участки транзитов направив перетоки с обоих концов тракта: одна часть будет поступать от энергосистемы соответствующего региона, вторая часть от СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могоча.

Для определения места расположения точек потокораздела по реактивной мощности и расчета части суммарного перетока, который будет генерироваться в сеть со стороны СТАТКОМ проведем расчет режима в ПВК «RastrWin3». Так же проверим корректность расчетов величин потребляемых реактивных мощностей в режиме холостого хода транзита.

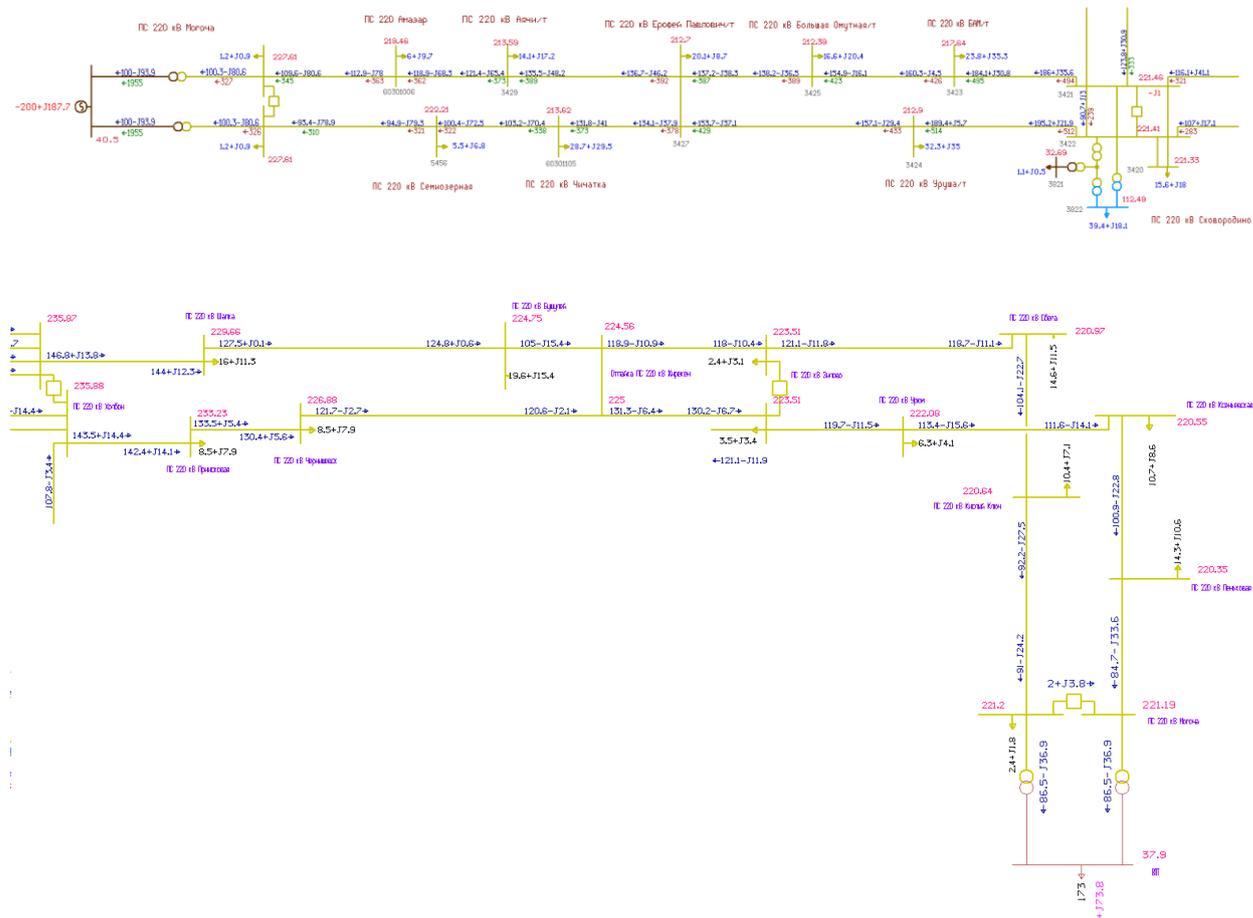


Рисунок 30 – Распределение перетоков реактивных мощностей в энергосистемах (сверху – для энергосистемы Амурской области; снизу – для энергосистемы Забайкальского края)

Анализируя полученные режимы, делаем выводы:

- 1) в энергосистеме Амурской области, при работе ВПТ в режиме выдачи мощности в ОЭС Сибири величины 200 МВт генерация реактивной мощности со стороны СТАТКОМ ПС 220 кВ Могоча составила 187,7 Мвар;

2) для энергосистемы Забайкальского края, при выдаче через ВПТ 173 МВт в стороны ОЭС Востока, величина генерации реактивной мощности со стороны СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могоча составила 73,8 Мвар;

3) величины потребляемых СТАТКОМ реактивных мощностей соответствуют проведенным выше расчетам и составляют 44,8 Мвар и 54,9 Мвар для Амурской и Забайкальской энергосистем соответственно

Определение мощности фильтро-симметрирующих устройств.

Периодические измерения в электрических сетях, питающих Транссибирскую магистраль, выявляют существенные нарушения нормативных требований по качеству электроэнергии по двум группам показателей [39]:

1) по несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ;

2) по искажению синусоидальности кривой напряжения K_U и коэффициенту n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$.

Искажение качества электроэнергии вызвано тем, что ПС 220 кВ Могоча подключена к сетям 220 кВ, питающим тяговые подстанции Забайкальской железной дороги. Электрифицированная железная дорога переменного тока обладает рядом следующих специфических особенностей:

1) Однофазный характер тяговых нагрузок, создающий значительную несимметрию напряжений по обратной последовательности на шинах тяговых подстанций; несимметрия по нулевой последовательности, как правило не возникает из-за соединения тяговых обмоток трансформаторов в треугольник и шунтирующего действия трехстержневых сердечников;

2) Быстрые и существенные изменения во времени и перемещение в пространстве тяговых нагрузок, приводящие к значительным отклонениям и колебаниям напряжения на шинах питающего напряжения ТП;

3) Значительное реактивное электропотребление, так как коэффициент реактивной мощности ответственных электровозов переменного тока в режиме тяги близок к единице; даже в случае чисто активной нагрузки в системе внешнего электроснабжения возникают несимметричные потоки реактивной мощности;

4) Нелинейные нагрузки отечественных выпрямителей электровозов, генерирующих в сеть высшие гармоники; суммарный коэффициент гармоник электровозов нередко приближается к 100%, а суммарный коэффициент гармоник напряжения на токоприемниках достигает 25 %.

5) Средние за сутки значения K_{2U} регулярно достигают 5,5 %, а максимальные значения – 18 %, при нормально допустимом и предельно допустимом значениях в соответствии с ГОСТ, равными, соответственно, 2 и 4 %. Средние за сутки значения K_U превышают нормально допустимое значение почти постоянно, достигая 9% при норме 2%. Максимальные значения K_U достигают 23 % при предельно допустимом значении по ГОСТ – 3 %.

Устройство для приведения показателей качества напряжения в норму должно выполнять одновременно две функции:

- 1) симметризовать напряжение (подавлять обратную составляющую напряжения);
- 2) фильтровать высшие гармоники напряжения в динамичном режиме, когда источник гармоник быстро изменяется.

Оценим сравнительную характеристику ФСУ, реализованных на базе различных устройств компенсации реактивной мощности, по активному подавлению несимметрии и фильтрации высших гармоник напряжения.

Таблица 74 – Сравнительная характеристика повышения качества электроэнергии, на базе различных устройств компенсации реактивной мощности.

Характеристика	Устройство			
	СТК	УШРТ	УШР	СТАТКОМ
1	2	3	4	5
Активное подавление несимметрии напряжения	+	+	+	+
Активной подавление гармоник напряжения	–	–	–	–
Депфирование переходных процессов	–	–	–	–
Необходимость пассивных резонансных фильтров гармоник	+	+	+	+
Быстродействие (у учетов переходного процесса в фильтрах), с	0,2-0,5	0,2-0,5	0,3	0,2-0,5

Полноценное решение задачи борьбы с несимметрией напряжения и высшими гармониками путем активного подавления гармоник в режиме реального времени могут дать выполняемые на базе СТАТКОМ, построенные на основе преобразователя напряжения, выполненного по 3-уровневой мостовой схеме активные фильтры – симметрирующие устройства (АФСУ) [11].

Расчитаем параметры требуемого АФСУ.

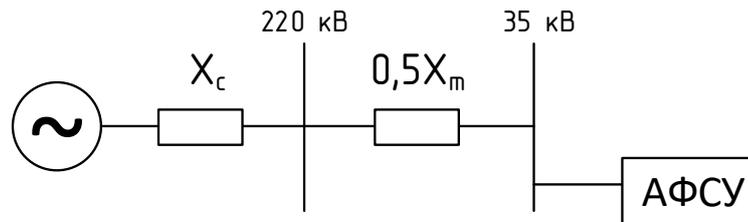


Рисунок 31 – Расчетная схема присоединения АФСУ

Уровень предельных искажений напряжения по обратной последовательности составляет 18 %. Для чего снижения в послеаварийных режимах до нормативного значения 4 %, ток, втекающий в активный элемент АФСУ должен составлять [40]:

$$I_{a3} = \frac{(K_{U2.макс.n/a} - K_{U2.норм.n/a}) \cdot 0,01 \cdot U_{сети}}{(X_c + 0,5 \cdot X_T) \cdot \sqrt{3}}, \quad (17)$$

где $U_{сети}$ – номинальное напряжение сети, 220 кВ;

X_c – сопротивление системы;

X_T – сопротивление трансформатора, связывающего РУ 220 кВ и РУ 35 кВ.

Для режима гармоник, допустимых в течение 95% времени, ток АФСУ составит:

$$I_{a3.95\%} = \frac{(K_{U2.макс.норм} - K_{U2.норм}) \cdot 0,01 \cdot U_{сети}}{(X_c + 0,5 \cdot X_T) \cdot \sqrt{3}}, \quad (18)$$

Мощность необходимого активного фильтро-симметрирующего устройства определится как:

$$S_{aэ} = U_{сети} \cdot I_{aэ}, \quad (19)$$

Сопротивления элементов возьмем из расчетных данных, проведенных в главе 5 данной работы.

Определим параметры АФСУ для участка Трансибирской магистрали в сторону энергосистемы Амурской области (восточное крыло):

$$I_{aэ} = \frac{(18 - 4) \cdot 0,01 \cdot 220}{(101,858 + 0,5 \cdot 26,257) \cdot \sqrt{3}} = 0,155 \text{ кА}$$

$$I_{aэ.95\%} = \frac{(5,5 - 2) \cdot 0,01 \cdot 220}{(101,858 + 0,5 \cdot 26,257) \cdot \sqrt{3}} = 0,039 \text{ кА}$$

$$S_{aэ} = 220 \cdot 0,155 = 34,1 \text{ Мвар}$$

Определим параметры АФСУ для участка Трансибирской магистрали в сторону энергосистемы Забайкальского края (западное крыло).

$$I_{aэ} = \frac{(18 - 4) \cdot 0,01 \cdot 220}{(97,555 + 0,5 \cdot 33,275) \cdot \sqrt{3}} = 0,156 \text{ кА}$$

$$I_{aэ.95\%} = \frac{(5,5 - 2) \cdot 0,01 \cdot 220}{(97,555 + 0,5 \cdot 33,275) \cdot \sqrt{3}} = 0,039 \text{ кА}$$

$$S_{aэ} = 220 \cdot 0,156 = 34,32 \text{ Мвар}$$

Структурируем полученные данные в таблице 75.

Таблица 75 – Расчетные параметры СТАТКОМ

Место установки	Максимальная генерация реактивной мощности, Мвар	Максимальное потребление реактивной мощности, Мвар	Мощность АФСУ, Мвар
ПС 220 кВ восточное крыло	2 x 94	2 x 23	34,1
ПС 220 кВ западное крыло	2 x 37	2 x 28	34,32

Так как особенности производства СТАТКОМ подразумевают наличия в их схеме симметричных транзисторных мостов [9], то предельные режимы по генерации и потреблению реактивной мощности должны быть симметричны,

следовательно, выбираем для установки в сторону ОЭС Востока два СТАТКОМ с пределами ± 100 Мвар, в сторону ОЭС Сибири ± 40 Мвар.

4.3.7 Определение рационального напряжения вставки постоянного тока

Вставка постоянного тока организуется на базе силовых тиристорных модулей, соединенных по мостовой схеме [5].

Определим на каком напряжении целесообразно построить ВПТ, для этого произведем расчет требуемого числа последовательно и параллельно включенных тиристорных модулей для разных классов номинального напряжения.

Примем к установке отечественные тиристорные модули Т453-630 со следующими техническими данными [49]:

Таблица 76 – Технические данные тиристора Т453-630

Наименование параметра	Величина
Максимально допустимый ток, А	630
Максимально повторяющиеся импульсное напряжение, В	2400
Ударный ток в открытом состоянии, кА	13
Динамическое сопротивление тиристора, МОм	0,48
Время выключения, мкс	160
Температура перехода тиристора, °С	+125

Покажем пример расчета для варианта организации связи на напряжении 220 кВ.

Число параллельно включенных в плече тиристоров [5]:

$$N_{пар} = \frac{\lambda \cdot I_{ном}}{m \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{пр.тр}}, \quad (20)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток, протекающий через одну ВПТ, при соответствующем классе номинального напряжения;

m – число фаз питающей сети;

K_1 – коэффициент, учитывающий неравномерность загрузки параллельно включенных тиристоров, принимается равным 0,9 [8];

K_2 – коэффициент, учитывающий неравномерную длительность включения тиристоров, принимается равным 0,9 [8];

K_3 – для принудительного воздушного охлаждения, принимается равным 1;

$I_{np.mp}$ – предельный ток выбранного тиристора;

λ – коэффициент пропорциональности, принимается равным 2,25 [8];

$$N_{нар} = \frac{\lambda \cdot \frac{P_{ВПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}}{m \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{np.mp}} = \frac{2,25 \cdot \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 220}}{3 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 630} = 0,386$$

Число параллельно включаемых тиристоров принимаем равным 1.

Число последовательно включенных в плече тиристоров:

$$N_{нос} = \frac{K_3 \cdot U_{ном}}{U_{тир}}, \quad (21)$$

где K_3 – коэффициент запаса по напряжению, принимается в пределах 1,25;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети;

$U_{тир}$ – максимальное напряжение тиристора.

$$N_{нос} = \frac{1,25 \cdot 220000}{2400} = 114,583$$

Число параллельно включаемых тиристоров принимаем равным 115.

Суммарное число тиристоров в плече:

$$N_{\Sigma} = N_{нар} + N_{нос} \quad (22)$$

$$N_{\Sigma} = 1 + 115 = 116$$

Проведем аналогичные расчеты для классов напряжения 110 и 35 кВ, результаты сведем в таблице 77.

Таблица 77 – Количество требуемых тиристоров при разных классах напряжения

Класс напряжения, кВ	$N_{нар}$, шт	$N_{нос}$, шт	N_{Σ} , шт
1	2	3	4
220	1	114	115

Продолжение таблицы 77

1	2	3	4
110	1	58	59
35	3	19	22
10	9	6	15
6	15	4	19

Анализируя таблицу, видно, что наименьшее число тиристоров потребуется при классе напряжения 10 кВ, однако, величины токовых нагрузок, которые возникают при передачи расчетных величин активной и реактивной мощностей на напряжениях 10 и 6 кВ, слишком высоки для электротехнического оборудования, что с свою очередь приводит к повышенному уровню потерь электроэнергии в сети.

На основе всего выше перечисленного, было решено организовать вставку постоянного тока на напряжении 35 кВ.

5 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ НЕСИНХРОННОЙ РАБОТЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Произведем оценку электрических режимов при наличии вставки несинхронной связи, с определенными в главе 4 параметрами. Рассмотрим варианты режимов для случаев выдачи максимальной мощности в обоих направлениях, варианты нормального и послеаварийных режимов будем рассматривать для случаев, когда вставка постоянного тока является балансирующим узлом. Для наглядной оценки влияния ВПТ на параметры режима энергосистем, рассмотрим послеаварийные режимы с такими же нормативными возмущениями, что и в главе 3 и проведем сравнительный анализ изменившейся режимной ситуации.

Для оптимизации уровней напряжений по сети электроснабжения Трансибирской магистрали будем придерживаться следующих требований:

– напряжения на шинах 35 кВ и 220 кВ ПС 220 кВ Могоча не должны превышать наибольших рабочих напряжений, соответственно равных 40,5 кВ и 252 кВ.

– генерация и потребления реактивных мощностей СТАТКОМ не превышают их паспортных параметров.

– уровни напряжения на шинах подстанций Трансибирской магистрали должны составлять не менее 220 кВ и не более 252 кВ.

5.1 Анализ предельных, по передаче активной мощности, режимов

Определим параметры режима при работе ВПТ в режиме выдачи мощности в ОЭС Сибири, в объеме 200 МВт.

Схемы режимов, при выдаче мощности из ОЭС Востока в ОЭС Сибири представлены в приложении И.

Таблица 78 – Загрузка ЛЭП в режиме выдачи мощности из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т	495	630	78,6
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	426	630	67,5

Продолжение таблицы 78

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	389	630	61,7
ВЛ 220 кВ Скворородино – Уруша/т	514	630	81,6
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	434	630	68,8
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	392	630	62,2
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	378	630	60
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	373	630	59,2
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	321	630	51
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	363	630	57,5
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	338	630	53,6
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	271	630	43,1
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	262	630	41,5
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	244	630	38,7
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	236	630	37,4
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	220	630	35
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	200	630	31,7
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	206	630	32,7
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	177	630	28,2
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	202	630	32,1
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	139	630	22,1
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	134	630	21,2
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	110	630	17,5
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	115	630	18,2

Определим уровень потери в сетях Амурской и Забайкальской энергосистемах:

Таблица 79 – Потери в сети в режиме выдачи мощности из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

Энергосистема	dP, МВт	dP/P _{сум} , %
Амурская	31,02	8,14
Забайкальская	8,74	4,37

Проанализируем уровни напряжений и их отклонения в узлах рассматриваемой сети, сведя их в таблицу 80.

Таблица 80 – Уровни напряжений в сети в режиме выдачи мощности из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

Название ПС	Uном, кВ	U, кВ	d U, %
Могоча, шины 220 кВ восточного крыла	220	227,61	3,46
Могоча, шины 35 кВ восточного крыла	35	40,5	15,71
Могоча, шины 220 кВ западного крыла	220	220,6	0,27
Могоча, шины 35 кВ западного крыла	35	36,3	3,71
Семиозёрный	220	222,21	1
Амазар	220	218,46	-0,7
Чичатка	220	213,62	-2,9
Аячи/т	220	213,59	-2,91
Ерофей – Павлович/т	220	212,7	-3,32
Большая Омутная/т	220	212,38	-3,46
Уруша/т	220	212,9	-3,23
БАМ/т	220	217,64	-1,07
Сковородино	220	221,45	0,66
Пеньковая	220	220,5	0,23
Ксеньевская	220	221,94	0,88
Кислый Ключ	220	221,36	0,62
Сбега	220	222,98	1,35
Урюм	220	224,58	2,08
Зилово	220	226,38	2,9
Холбон	220	234,55	6,61
Шапка	220	230,78	4,9
Приисковая	220	233,15	5,98
Чернышевск	220	229,29	4,22
Бушулей	220	227,64	3,47

Определим параметры режима при работе ВПТ в режиме выдачи мощности в ОЭС Востока, в объеме 173 МВт.

Схемы режимов, при выдаче мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока представлены в приложении К.

Таблица 81 – Загрузка ЛЭП в режиме выдачи мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т	153	630	24,3
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	115	630	18,2
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	122	630	19,4

Продолжение таблицы 81

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Скворородино – Уруша/т	140	630	22,2
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	134	630	21,2
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	168	630	26,7
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	140	630	22,2
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	201	630	31,9
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	220	630	34,9
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	217	630	34,5
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	207	630	32,8
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	238	630	37,8
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	252	630	40
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	271	630	43
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	278	630	44,2
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	298	630	47,2
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	314	630	49,9
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	314	630	49,9
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	337	630	53,5
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	307	630	48,7
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	321	630	50,9
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	332	630	52,7
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	354	630	56,2
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	363	630	57,7

Определим уровень потери в сетях Амурской и Забайкальской энергосистемах:

Таблица 82 – Потери в сети в режиме выдачи мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока.

Энергосистема	dP, МВт	dP/P _{сум} , %
Амурская	5,52	3,19
Забайкальская	23,17	8,07

Проанализируем уровни напряжений и их отклонения в узлах рассматриваемой сети, сведя их в таблицу 83.

Таблица 83 – Уровни напряжений в сети в режиме выдачи мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока.

Название ПС	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Могоча, шины 220 кВ восточного крыла	220	226,94	3,16

Продолжение таблицы 83

1	2	3	4
Могоча, шины 35 кВ восточного крыла	220	38,2	9,14
Могоча, шины 220 кВ западного крыла	220	221,19	0,54
Могоча, шины 35 кВ западного крыла	220	37,9	8,29
Семиозёрный	220	224,24	1,93
Амазар	220	222,99	1,36
Чичатка	220	220,09	0,04
Аячи/т	220	220,8	0,37
Ерофей – Павлович/т	220	220,81	0,37
Большая Омутная/т	220	221,02	0,47
Уруша/т	220	221,84	0,83
БАМ/т	220	225,58	2,53
Сковородино	220	228,4	3,82
Пеньковая	220	220,35	0,16
Ксеньевская	220	220,55	0,25
Кислый Ключ	220	220,64	0,29
Сбега	220	220,97	0,44
Урюм	220	222,08	0,95
Зилово	220	223,51	1,6
Холбон	220	235,87	7,21
Шапка	220	229,66	4,39
Приисковая	220	233,23	6,01
Чернышевск	220	226,88	3,13
Бушулей	220	224,75	2,16

Анализируя полученные при расчёте нормальных режимов данные, можно сделать вывод, что при работе вставки постоянного тока, с рассчитанными в главе 4 параметрами, приводят к установившемуся стабильному режиму параллельной несинхронной работы обеих объединяемых энергосистем при любом направлении передачи мощности.

Установленные на ПС 220 кВ Могоча статические компенсаторы реактивной мощности решают проблему дефицита реактивной мощности по связям Транссибирской магистрали. Тем не менее со стороны подстанций Амурской энергосистемы в режиме выдачи максимальной мощности в ОЭС Сибири наблюдаются заметные величины отклонения напряжения на подстанциях расположенных в центре связей.

Как видно из таблиц 79 и 82, при предельных значениях передачи активной мощности через ВПТ, наблюдается крайне высокий уровень потерь, особенно в передающей энергосистеме, следовательно, можно сделать вывод о экономической нецелесообразности эксплуатации вставки в таком режиме на постоянной основе, наиболее предпочтительным будем задействовать такой режим в ремонтных и аварийных режимах, для обеспечения необходимого уровня надежности «проблемной» энергосистемы.

5.2 Анализ нормального режима параллельной работы

Рассмотрим аналогичный, исследованному в разделе 3.2, режим сети, но с учетом дополненной сетевой инфраструктурой на ПС 220 кВ Могоча.

Схемы нормальных режимов при наличии ВПТ представлены в приложении Л.

Таблица 84 – Загрузки ЛЭП при нормальном режиме работы

Название	I_{max} , А	$I_{доп}$, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	206	630	32,7
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	134	630	21,3
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	102	630	16,2
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	193	630	30,7
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	118	630	18,7
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	85	630	13,5
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	89	630	14,1
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	103	630	16,3
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	101	630	16
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	105	630	16,7
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	110	630	17,5
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	25	630	3,9
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	53	630	8,4
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	67	630	10,7
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	67	630	10,6
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	89	630	14,1
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	95	630	15,1
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	101	630	16,1
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	116	630	18,4
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	83	630	13,1
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	127	630	20,2
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	137	630	21,7
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	154	630	24,5
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	167	630	26,6

Таблица 85 – Потери в сети при нормальном режиме работы

Энергосистема	dP, МВт	dP/P _{сум} , %
Амурская	2,85	1,83
Забайкальская	2,68	2,11

Таблица 86 – Уровни напряжений в сети при нормальном режиме работы

Название ПС	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
Могоча, шины 220 кВ восточного крыла	220	231,95	5,43
Могоча, шины 35 кВ восточного крыла	220	39,7	13,43
Могоча, шины 220 кВ западного крыла	220	220,42	0,19
Могоча, шины 35 кВ западного крыла	220	36,4	4
Семиозёрный	220	228,45	3,84
Амазар	220	226,13	2,79
Чичатка	220	222,06	0,97
Аячи/т	220	222,14	0,97
Ерофей – Павлович/т	220	221,26	0,57
Большая Омутная/т	220	220,71	0,32
Уруша/т	220	220,06	0,03
БАМ/т	220	222,08	0,95
Сковородино	220	224,19	1,9
Пеньковская	220	221,07	0,49
Ксеньевская	220	223,35	1,52
Кислый Ключ	220	222,41	1,09
Сбега	220	224,68	2,13
Урюм	220	226,42	2,92
Зилово	220	228,24	3,75
Холбон	220	236,87	7,67
Шапка	220	232,93	5,88
Присковая	220	235,36	6,98
Чернышевск	220	231,22	5,1
Бушулей	220	229,42	4,28

Оценив параметры нормального режима можно заметить, что применение статических компенсаторов реактивной мощности помогло стабилизировать уровни напряжений на шинах подстанций в обеих энергосистемах: ни в одном узле напряжение не опустилось ниже 220 кВ. Так же можно наблюдать, что при задействовании вставки постоянного тока в оптимизации режима через нее протекает переток активной мощности в направлении ОЭС Востока величиной 7,6 МВт. СТАТКОМы на стороне Забайкальской энергосистемы работают в режиме

потребления реактивной мощности с величиной потребления 25,7 Мвар. На стороне Амурской энергосистемы статические компенсаторы реактивной мощности генерируют в сеть 66,3 Мвар реактивной мощности

5.3 Анализ послеаварийных режимов параллельной работы

Рассмотрим повторно те же послеаварийные режимы, что и в главе 3, но теперь при условии, что энергосистемы связаны вставкой несинхронной связи.

5.3.1. Послеаварийные режимы после нормативного возмущения I группы

Оценим режим при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская, АПВ неуспешное.

Схемы режимов представлены в приложении М.

Таблица 87 – Загрузки ЛЭП при отключении ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	219	630	34,8
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	137	630	21,7
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	86	630	13,7
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	204	630	32,4
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	101	630	16,1
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	60	630	9,5
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	76	630	12
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	60	630	9,5
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	61	630	9,7
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	61	630	9,7
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	70	630	11
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	-	630	-
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	75	630	11,8
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	47	630	7,4
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	86	630	13,6
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	72	630	11,4
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	82	630	13,1
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	117	630	18,6
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	115	630	18,2
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	82	630	13
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	124	630	19,7
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	133	630	21,2
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	152	630	24,1
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	164	630	26,1

Таблица 88 – Потери в сети при отключении ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковая

Энергосистема	dP, МВт	dP/Pсум, %
Амурская	2,34	1,51
Забайкальская	2,77	2,18

Таблица 89 – Уровни напряжений в сети при отключении ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковая

Название ПС	Uном, кВ	U, кВ	d U, %
Могоча, шины 220 кВ восточного крыла	220	225,96	2,71
Могоча, шины 35 кВ восточного крыла	35	38,2	9,14
Могоча, шины 220 кВ западного крыла	220	220,31	0,14
Могоча, шины 35 кВ западного крыла	35	36,4	4
Семиозёрный	220	223,96	1,8
Амазар	220	223	1,37
Чичатка	220	220,25	0,12
Аячи/т	220	221,06	0,48
Ерофей – Павлович/т	220	221,04	0,47
Большая Омутная/т	220	221,2	0,54
Уруша/т	220	221,93	0,88
БАМ/т	220	225,62	2,55
Сковородино	220	228,47	3,85
Пеньковая	220	227,7	3,5
Ксеньевская	220	228,88	4,04
Кислый Ключ	220	223,32	1,51
Сбега	220	226,7	3,05
Урюм	220	230,63	4,83
Зилово	220	231,58	5,27
Холбон	220	239,45	8,84
Шапка	220	235,83	7,19
Приисковая	220	238,08	8,22
Чернышевск	220	234,35	6,52
Бушулей	220	232,66	5,75

Рассмотрим режим при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т с неуспешным АПВ.

Схемы режимов представлены в приложении Н.

Таблица 90 – Загрузки ЛЭП при отключении ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
ВЛ 220 кВ Скворородино – БАМ/т	158	630	25
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	72	630	11,4
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	-	630	-
ВЛ 220 кВ Скворородино – Уруша/т	267	630	42,3
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	202	630	32,1
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	79	630	12,5
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	83	630	13,1
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	99	630	15,7
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	99	630	15,7
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	102	630	16,1
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	108	630	17,1
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	25	630	4
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	54	630	8,6
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	70	630	11
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	70	630	11,1
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	92	630	14,6
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	100	630	15,8
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	105	630	16,7
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	121	630	19,2
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	87	630	13,8
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	131	630	20,8
ВЛ 220 кВ Приисковская - Чернышевск	141	630	22,3
ВЛ 220 кВ Холбон - Приисковская	159	630	25,2
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	172	630	27,2

Таблица 91 – Потери в сети при отключении ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т

Энергосистема	dP, МВт	dP/P _{сум} , %
Амурская	3,38	2,17
Забайкальская	2,74	2,1

Таблица 92 – Уровни напряжений в сети при отключении ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т

Название ПС	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Могоча, шины 220 кВ восточного крыла	220	232,78	5,81

Продолжение таблицы 92

1	2	3	4
Могоча, шины 35 кВ восточного крыла	35	39,8	13,71
Могоча, шины 220 кВ западного крыла	220	220,32	0,15
Могоча, шины 35 кВ западного крыла	35	36,4	4
Семиозёрный	220	229,35	4,25
Амазар	220	227,1	3,23
Чичатка	220	223,09	1,4
Аячи/т	220	223,21	1,46
Ерофей – Павлович/т	220	222,37	1,08
Большая Омутная/т	220	217,16	-1,29
Уруша/т	220	220,19	0,08
БАМ/т	220	220,97	0,44
Сковородино	220	223,59	1,63
Пеньковая	220	220,97	0,44
Ксеньевская	220	223,24	1,47
Кислый Ключ	220	222,3	1,04
Сбега	220	224,56	2,07
Урюм	220	226,3	2,86
Зилово	220	228,12	3,69
Холбон	220	236,78	7,63
Шапка	220	232,83	5,83
Приисковая	220	235,27	6,94
Чернышевск	220	231,11	5,05
Бушулей	220	229,3	4,23

Анализ параметров режима показал, что введение ВПТ позволило более равномерно распределить токовые нагрузки по оставшимся в работе ЛЭП, за счет установленных СТАТКОМ удастся удерживать уровни напряжений в допустимых диапазонах. На примере ПС 220 кВ Могоча, можно пронаблюдать, что отключение ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковая больше не приводит к уменьшению напряжения на шинах до 198,76 кВ, а составляет 220,32 кВ. При этом при обоих вариантах послеаварийного режима наблюдается сохранение направления выдачи мощности в сторону ОЭС Востока.

5.3.2. Послеаварийные режимы после нормативного возмущения III группы

Проанализируем режим при аварийном отключении 1С-220 на ПС 220 кВ Зилово.

Схемы режимов представлены в приложении П.

Таблица 93 – Загрузки ЛЭП при отключении 1С-220 на ПС 220 кВ Зилово

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	230	630	36,4
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	162	630	25,7
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	129	630	20,5
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	220	630	35
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	148	630	23,5
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	113	630	18
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	116	630	18,5
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	122	630	19,4
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	111	630	17,7
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	121	630	19,2
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	124	630	19,6
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	43	630	6,8
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	70	630	11,1
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	89	630	14,1
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	49	630	7,7
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	114	630	18,1
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	124	630	19,7
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	-	630	-
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	131	630	20,7
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	-	630	-
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	66	630	10,5
ВЛ 220 кВ Приискковая - Чернышевск	143	630	22,8
ВЛ 220 кВ Холбон - Приискковая	163	630	25,9
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	102	630	16,2

Таблица 94 – Потери в сети при отключении 1С-220 на ПС 220 кВ Зилово

Энергосистема	dP, МВт	dP/P _{сум} , %
Амурская	3,99	2,35
Забайкальская	2,12	1,81

Таблица 95 – Уровни напряжений в сети при отключении 1С-220 на ПС 220 кВ Зилово

Название ПС	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Могоча, шины 220 кВ восточного крыла	220	232,95	5,89
Могоча, шины 35 кВ восточного крыла	35	40	14,29

Продолжение таблицы 95

1	2	3	4
Могоча, шины 220 кВ западного крыла	220	223,09	1,4
Могоча, шины 35 кВ западного крыла	35	37,2	6,29
Семиозёрный	220	229,26	4,21
Амазар	220	226,74	3,06
Чичатка	220	222,51	1,14
Аячи/т	220	222,52	1,14
Ерофей – Павлович/т	220	221,54	0,7
Большая Омутная/т	220	220,92	0,42
Уруша/т	220	220,16	0,07
БАМ/т	220	222,12	0,97
Сковородино	220	224,23	1,92
Пеньковская	220	223,82	1,73
Ксеньевская	220	226,26	2,84
Кислый Ключ	220	221,67	0,76
Сбега	220	220,3	0,14
Урюм	220	229,55	4,34
Зилово	220	231,55	5,25
Холбон	220	238,71	8,5
Шапка	220	235,83	7,2
Присковая	220	237,45	7,93
Чернышевск	220	234,14	6,43
Бушулей	220	233,39	6,09

Проанализируем режим при аварийном отключении 2С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино.

Схемы режимов представлены в приложении Р.

Таблица 96 – Загрузки ЛЭП при отключении 2С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино.

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т	333	630	52,8
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	261	630	41,5
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	224	630	35,5
ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т	-	630	-
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	129	630	20,5
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	91	630	14,5
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка	84	630	13,3
ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т	126	630	20
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Могоча	130	630	20,6
ВЛ 220 кВ Могоча - Амазар	132	630	21
ВЛ 220 кВ Семиозёрный - Чичатка	136	630	21,6

Продолжение таблицы 96

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Могоча – Пеньковская	38	630	6,1
ВЛ 220 кВ Могоча – Кислый Ключ	65	630	10,2
ВЛ 220 кВ Ксеньевская – Пеньковская	84	630	13,3
ВЛ 220 кВ Сбега – Кислый Ключ	87	630	13,8
ВЛ 220 кВ Урюм – Ксеньевская	110	630	17,5
ВЛ 220 кВ Зилово – Урюм	121	630	19,2
ВЛ 220 кВ Зилово – Сбега	125	630	19,8
ВЛ 220 кВ Чернышевск – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	143	630	22,7
ВЛ 220 кВ Бушулей – Зилово с отпайкой на ПС Жирекен	110	630	17,4
ВЛ 220 кВ Шапка - Бушулей	151	630	24
ВЛ 220 кВ Приискская - Чернышевск	161	630	25,6
ВЛ 220 кВ Холбон - Приискская	180	630	28,6
ВЛ 220 кВ Холбон - Шапка	192	630	30,5

Таблица 97 – Потери в сети при отключении 2С-220 кВ на ПС 220 кВ Сквородино.

Энергосистема	dP, МВт	dP/Pсум, %
Амурская	4,86	3,09
Забайкальская	3,99	2,68

Таблица 98 – Уровни напряжений в сети при отключении 2С-220 кВ на ПС 220 кВ Сквородино.

Название ПС	Uном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Могоча, шины 220 кВ восточного крыла	220	235,02	6,83
Могоча, шины 35 кВ восточного крыла	35	40,5	15,71
Могоча, шины 220 кВ западного крыла	220	220,29	0,13
Могоча, шины 35 кВ западного крыла	35	36,5	4,29
Семиозёрный	220	230,45	4,75
Амазар	220	227,16	3,26
Чичатка	220	222,16	0,98
Аячи/т	220	221,71	0,78
Ерофей – Павлович/т	220	220,21	0,09
Большая Омутная/т	220	220,01	0,01
Уруша/т	220	215,18	-2,19
БАМ/т	220	223,74	1,7
Сквородино	220	226,67	3,03
Пеньковская	220	220,85	0,39

Продолжение таблицы 98

1	2	3	4
Ксеньевская	220	223	1,36
Кислый Ключ	220	222,12	0,97
Сбега	220	224,26	1,94
Урюм	220	225,95	2,71
Зилово	220	227,74	3,52
Холбон	220	236,62	7,55
Шапка	220	232,52	5,69
Присковая	220	235,02	6,83
Чернышевск	220	230,73	4,88
Бушулей	220	228,9	4,05

Расчёты режимов в послеаварийных схемах после нормативных возмущений III группы показали, что в отличие от вариантов, рассмотренных в главе 3, добавление вставки постоянного тока на базе статических компенсаторов реактивной мощности позволило не допустить расхождения режима. В обоих случаях аварийных отключений систем шин за счет работы СТАТКОМ и поступающего через ВПТ из несинхронно работающей смежной энергосистемы перетока активной мощности, удастся достичь стабильного установившегося послеаварийного режима работы, что приводит к увеличению надежности электропитания тяговых потребителей по Транссибирской магистрали.

6 ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ НЕСИНХРОННОЙ РАБОТЫ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ ВОСТОКА И СИБИРИ

6.1 Реконструкция ПС 220 кВ Могоча

В рамках реализации параллельной несинхронной связи ОЭС Востока и ОЭС Сибири, необходимо проанализировать имеющуюся электросетевую инфраструктуру подстанции.

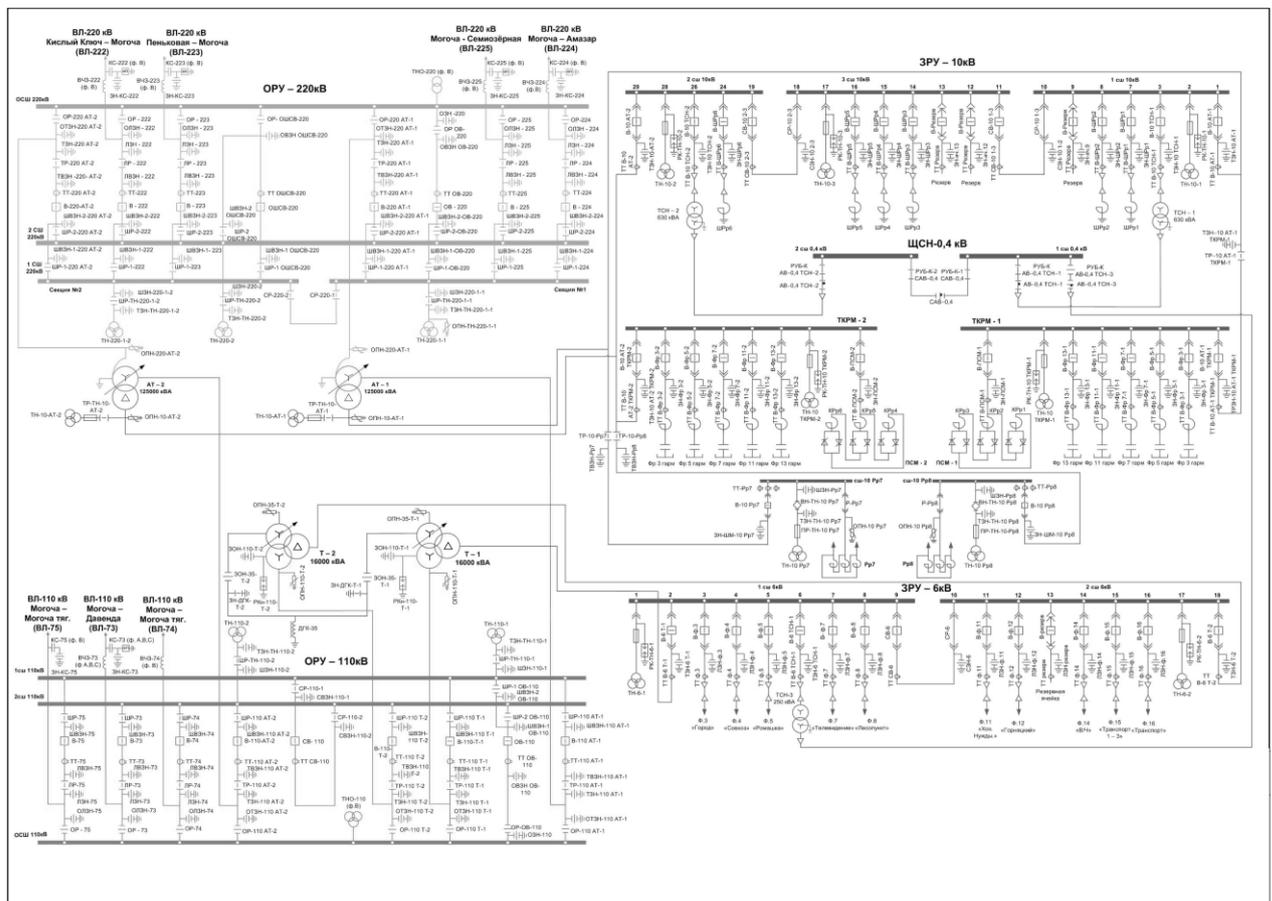


Рисунок 32 – Нормальная схема электрических соединений ПС 220 кВ Могоча

Вследствие того, что связь энергосистем будет осуществляться на постоянном токе через вставку несинхронной связи на напряжении 35 кВ, а распределительное устройство данного класса напряжения на подстанции отсутствует, следовательно, необходимо расширение территории ПС и проектирование РУ с выбором подходящего по параметрам оборудования.

Как можно наблюдать на рисунке 32, схема ОРУ – 220 кВ выполнена по нетиповой схеме «Две рабочие и обходная системы шин» (№220-13Н) с секционированной первой системой шин. Так как на напряжении 220 кВ подстанции Могоча расположена граница раздела синхронных зон и не подразумевается их параллельная синхронная работа, то целесообразно разделить РУ-220 на две части: западное и восточное крыло, в обеих частях которых будет обеспечиваться надежная и независимая работа прилегающих сетей. Конструктивно РУ – 35 кВ также будет представлено в виде двух распределительных устройств, связанных между собой через ВПТ.

При выборе схемы РУ учитывают следующие ее параметры [37]:

- соответствие электрической схемы условиям работы и ожидаемым режимам;
- простота и наглядность схемы; наименьшее число переключений, связанных с изменением режима; доступность электрического оборудования для ремонта без нарушения режима установки;
- удобство сооружения электрической части и возможность автоматизации;
- достаточная, экономически оправданная степень надёжности.

Для РУ – 220 кВ Восточного крыла выбираем схему четырехугольника (№220-7).

Достоинства схемы [40]:

- 1) Позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя, без нарушения работы её элементов;
- 2) Высокая надёжность, но она уменьшается при разомкнутом кольце, поэтому после отключения резервной защиты линии или трансформатора необходимо отключить разъединитель в данной цепи и выключатель;
- 3) Кроме того, в схеме возможна установка отделителей, если это обосновано технико-экономическими показателями;
- 4) Высокая надёжность и использование разъединителей только в ремонтных работах

Недостаток схемы [40]: при замыкании кольца, например, при ремонте выключателя, внешнее замыкание может привести к отключению вместе с поврежденной ветвью также соседней неповрежденной ветви

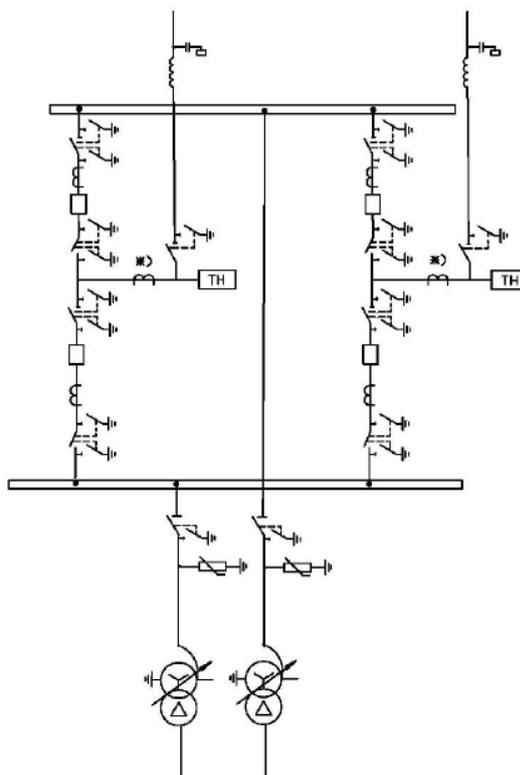


Рисунок 33 – Схема №220-7 Четырехугольник

Для РУ – 220 кВ Западного крыла выбираем полуторную схему (№220-17 Достоинства схемы [40]:

1) обеспечивает ревизию любого выключателя или системы шин без нарушения работы присоединений и с минимальным количеством операций при выводе этих элементов в ремонт;

2) полуторная схема сочетает надежность схемы со сборными шинами и маневренность схемы многоугольника;

Недостаток схемы [38]: усложнение релейной защиты присоединений и необходимость выбора выключателей и всего остального оборудования на удвоенные номинальные токи.

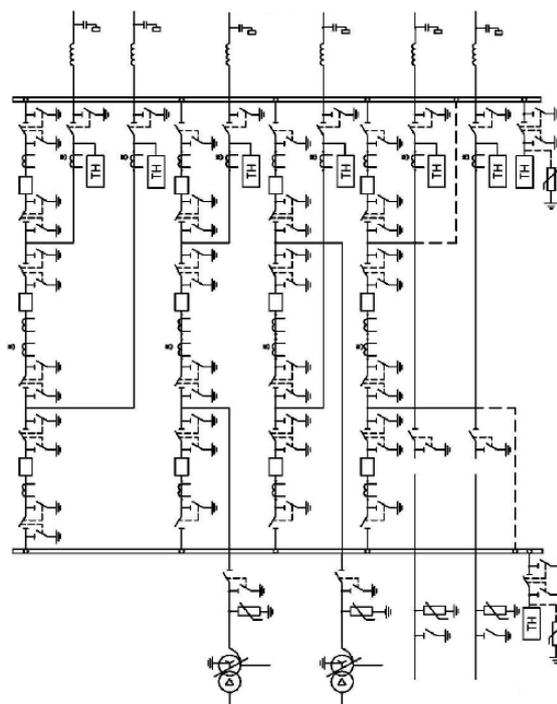


Рисунок 34 – Схема №220-17 Полуторная схема

Для РУ – 35 кВ западного и восточного крыла выбираем схемы одной рабочей секционированной выключателем систем шин (№35-9).

Достоинствами схемы [38]:

- 1) простота, малая вероятность ошибки оперативного персонала при аварийных и оперативных переключениях;
- 2) экономичность;
- 3) возможность применения ячеек КРУ;
- 4) авария любого элемента кратковременно выводит из работы до 50 % потребителей.

Недостатки схемы [38]:

- 1) при аварии либо ремонте потребители остаются без эн. на время ремонта;
- 2) секции сборных шин должны быть рассчитаны на 100% нагрузку потребителей;
- 3) РУ выполненное по схеме одна рабочая секционированная в случае ремонта секций оставляет потребителей без резерва.

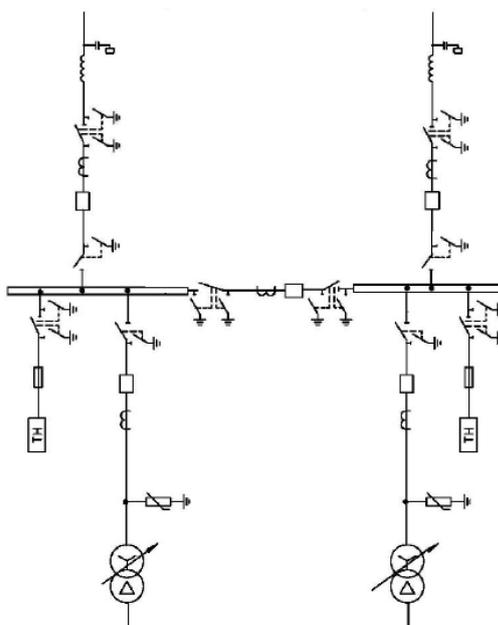


Рисунок 35 – Схема №35-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин

6.2 Выбор силовых трансформаторов

Для связи распределительных устройств 220 кВ и 35 кВ произведем выбор необходимого числа и мощности трансформаторов.

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Так как два крыла ПС 220 кВ Могоча связаны между собой через две вставки постоянного тока, то для обеспечения требуемого уровня надежности и возможности резервирования целесообразно принять к установке по два трансформатора в каждом крыле.

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле [39]:

$$S_{AT} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (23)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} – суммарные активная и реактивная мощности протекающие через трансформаторы;

N – число трансформаторов, в данном случае 2;

K_3 – коэффициент загрузки, а данном случаи принимается 0,7 [40].

Для трансформаторов восточного крыла:

$$S_{Т.вк} = \frac{\sqrt{200000^2 + 188000^2}}{2 \cdot 0,7} = 196100 \text{ кВА}$$

Исходя из полученного значения расчетной мощности выбираем трансформаторы ТДЦ – 200000/220–У1.

Для трансформаторов западного крыла:

$$S_{Т.зк} = \frac{\sqrt{200000^2 + 74000^2}}{2 \cdot 0,7} = 1523000 \text{ кВА}$$

Исходя из полученного значения расчетной мощности выбираем трансформаторы ТДЦ – 160000/220–У1.

Расшифровка марки трансформатора:

ТДЦ – 200000(160000)/220–У1

Т – трехфазный;

ДЦ – Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

200000 (160000) – номинальная мощность трансформатора, кВА;

220 – класс напряжения стороны ВН, кВ;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения.

Необходимо проверить трансформаторы по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (24)$$

$$K_{H.вк} = \frac{274500}{2 \cdot 200000} = 0,69$$

$$K_{H.зк} = \frac{213300}{2 \cdot 160000} = 0,67$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{II/A} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (25)$$

$$K_{II/A.вк} = \frac{274500}{200000} = 1,37$$

$$K_{II/A.зк} = \frac{213300}{160000} = 1,33$$

Коэффициенты нагрузки находятся в требуемых пределах, следовательно, трансформаторы могут быть приняты к установке.

Каталожные данные трансформаторов, необходимые для дальнейших расчетов, представлены в приложении С.

6.3 Расчёт токов короткого замыкания

Произведем расчеты величин токов короткого замыкания на шинах ПС 220 кВ Могоча и в прелегающей сети до создания несинхронной связи в программном комплексе «АРМ СЗРА».

На основе полученных данных определим фактические величины токов КЗ с учетом подпитки точки замыкания со стороны ВПТ используя методику, изложенную в [33].

На рисунке 36 изображена расчетная схема, используемая для определения первоначальных величин токов КЗ

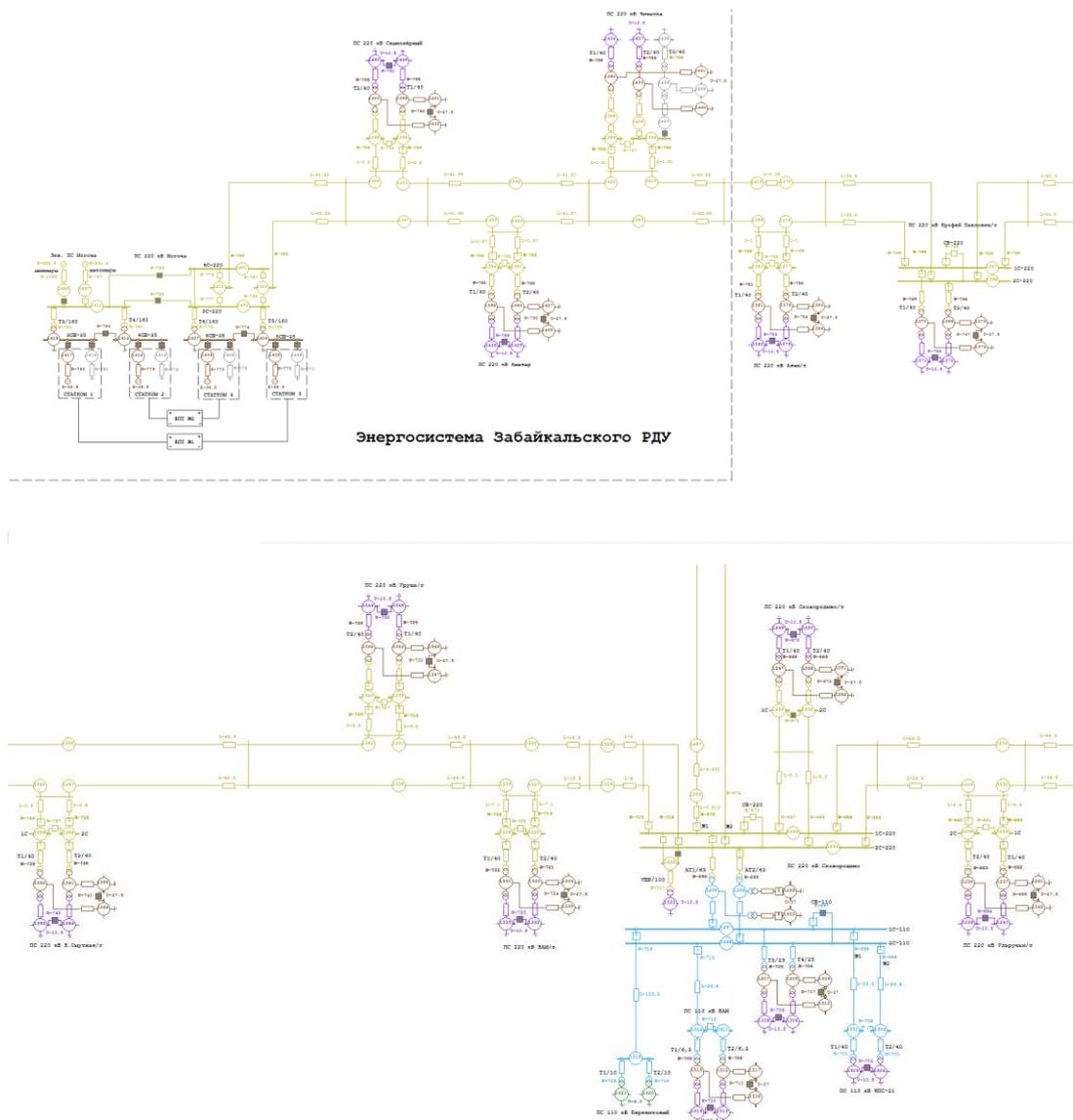


Рисунок 36 – Расчетная схема в АРМ СРЗА

Структурируем, полученные после расчетов в программном комплексе, значения токов короткого замыкания на шинах ПС в таблице 99.

Таблица 99 – Величины токов короткого замыкания по тракту электроснабжения Транссибирской магистрали

Подстанция	$I_{КЗ}^{(3)}$, А	$I_{КЗ}^{(2)}$, А	$I_{КЗ}^{(1)}$, А
1	2	3	4
Сковородино	3693	3198	4597
БУМ/т	2884	2498	3336
Уруша/т	2235	1936	2665
Большая Омугная/т	1984	1718	2470
Ерофей Павлович/т	1973	1709	2538
Аячи/т	1699	1471	2180

1	2	3	4
Чичатка	1526	1322	1945
Амазар	1368	1185	1755
Семиозёрный	1270	1100	1642
Могоча, восточное крыло	1247	1080	1608
Могоча, западное крыло	1302	1128	1777

Анализируя результаты расчетов ТКЗ можно наблюдать, что вследствие большого количества заземленных нейтралей трансформаторов на подстанциях вдоль Транссибирской магистрали, значительно уменьшилось сопротивление нулевой последовательности сети, что в свою очередь повлияло на высокие значения токов однофазного короткого замыкания, уровни которых в сети превысили значения трехфазных.

Базируясь на полученных значения, определим величины токов КЗ на шинах ПС 220 кВ Могоча после ввода в работу ВПТ.

Расчет будем производить в именованных единицах.

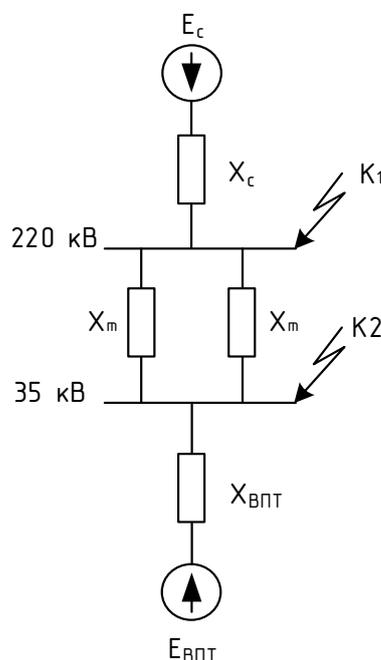


Рисунок 37 – Расчетная схема замещения

Рассчитаем токи КЗ для шин восточного крыла:

Определим параметры схемы замещения.

$$E_C = 220 \text{ кВ}$$

$$E_{\text{ВПТ}} = 35 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{КЗ.С}}^{(3)} = 1,247 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ.С}}^{(1)} = 1,608 \text{ кА}$$

$$S_{\text{КЗ.ВПТ}} = \sqrt{173^2 + 21,5^2} = 174,331 \text{ МВА}$$

$$X_C^{\text{III}} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.С}}^{(3)}}, \quad (26)$$

где X_C^{III} – сопротивление системы прямой последовательности;

$I_{\text{КЗ.С}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах системы.

$$X_C^{\text{III}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 1,247} = 101,858 \text{ Ом};$$

$$X_C^{\text{OP}} = X_C^{\text{III}} = 101,858 \text{ Ом},$$

где X_C^{OP} – сопротивление системы обратной последовательности.

$$X_{\text{ВПТ}}^{\text{III}} = \frac{E_{\text{ВПТ}}^2}{S_{\text{КЗ.ВПТ}}}, \quad (27)$$

где $X_{\text{ВПТ}}^{\text{III}}$ – сопротивление ВПТ прямой последовательности;

$S_{\text{КЗ.ВПТ}}$ – мощность короткого замыкания, численна равная максимальной мощности, пропускаемой через ВПТ.

$$X_{\text{ВПТ}}^{\text{III}} = \frac{35^2}{174,331} = 7,027 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ВПТ}}^{\text{OP}} = X_{\text{ВПТ}}^{\text{III}} = 7,027 \text{ Ом}, \quad (28)$$

где $X_{\text{ВПТ}}^{\text{OP}}$ – сопротивление ВПТ обратной последовательности

$$X_C^{НП} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.С}^{(1)}}, \quad (29)$$

где $X_C^{НП}$ – сопротивление системы нулевой последовательности;

$I_{КЗ.С}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ на шинах системы.

$$X_C^{НП} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 1,608} = 78,991 \text{ Ом}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВПТ стремится к бесконечности, так как в сети 35 кВ нейтраль изолирована, и контуры протекания токов нулевой последовательности отсутствуют

$$X_{ВПТ}^{НП} \rightarrow \infty$$

Определим сопротивления трансформатора ТДЦ – 200000/220-У1, на основе каталожных данных из Приложения А:

$$X_T^{ПП} = \frac{u_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (30)$$

где u_K – напряжение короткого замыкания;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_T^{ПП} = \frac{10,85 \cdot 220^2}{100 \cdot 200} = 26,257 \text{ Ом}$$

$$X_T^{ОП} = X_T^{НП} = X_T^{ПП} = 26,257 \text{ Ом}, \quad (31)$$

где $X_T^{ОП}$ – сопротивление обратной последовательности трансформатора;

$X_T^{НП}$ – сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

Сопротивление нулевой последовательности трехфазных двухобмоточных трансформаторов со схемой соединения обмоток У0/Д и У0/У0 приближенно равно его индуктивному сопротивлению прямой последовательности [33].

Так как два трансформатора работают параллельно, то соответственно при расчете токов КЗ их общее эквивалентное сопротивление составит половину сопротивления одного трансформатора.

Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке 38, нулевой последовательности на рисунке 39.

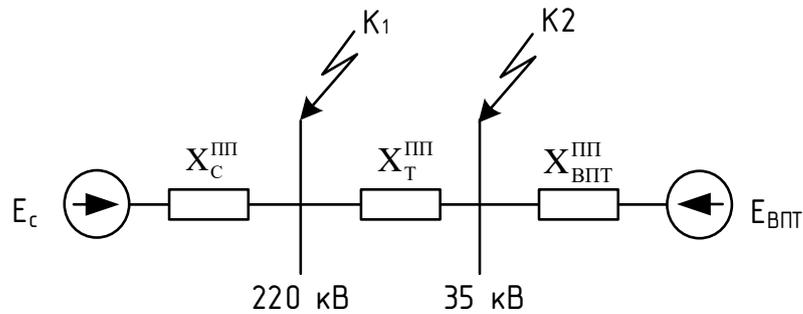


Рисунок 38 – Схема замещения прямой последовательности

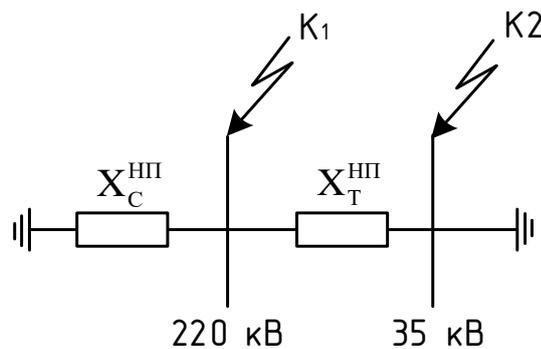


Рисунок 39 – Схема замещения нулевой последовательности

Эквивалентрируем схему к каждой точке КЗ и находим ток трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ:

Для точки К1:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_C^{III}} + \frac{E_{ВПТ} \cdot \left(\frac{35}{220}\right)}{\sqrt{3} \cdot \left(X_{ВПТ}^{III} + \frac{1}{2} X_T^{III} \cdot \left(\frac{35}{220}\right)^2 \right)} \quad (32)$$

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 101,858} + \frac{35 \cdot \left(\frac{35}{220}\right)}{\sqrt{3} \cdot \left(7,027 + \frac{1}{2} 26,257 \cdot \left(\frac{35}{220}\right)^2 \right)} = 1,684 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (33)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,745 = 1,458 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_C}{(X_C^{\text{III}} + X_C^{\text{OP}} + X_C^{\text{HII}})} + \frac{\sqrt{3} \cdot E_{\text{ВПТ}} \cdot \frac{35}{220}}{(X_{\text{ВПТ}}^{\text{III}} + X_{\text{ВПТ}}^{\text{OP}}) + \frac{1}{2}(X_T^{\text{III}} + X_T^{\text{OP}} + X_T^{\text{HII}})} \cdot \left(\frac{35}{220}\right)^2 \quad (34)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 220}{(101,858 + 101,858 + 78,991)} + \frac{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot \frac{35}{220}}{(7,027 + 7,027) + \frac{1}{2}(26,257 + 26,257 + 26,257)} \cdot \left(\frac{35}{220}\right)^2 =$$

$$= 1,989 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_C \cdot \left(\frac{220}{35}\right)}{\sqrt{3} \cdot (X_C^{\text{III}} + \frac{1}{2} X_T^{\text{III}})} + \frac{E_{\text{ВПТ}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{ВПТ}}^{\text{III}}} \quad (35)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{220 \cdot \left(\frac{220}{35}\right)}{\sqrt{3} \cdot (101,858 + \frac{1}{2} 26,257)} + \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 7,027} = 9,819 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,819 = 8,504 \text{ кА}$$

Так как сеть 35 кВ выполнена с изолированной нейтралью – ток однофазного короткого замыкания в ней отсутствует, так как нет контуров протекания токов нулевой последовательности.

Определим значения ударных токов [33]:

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}, \quad (36)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, принимается равным 1,9.

Для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 1,989 = 5,344 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 9,819 = 26,384 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитаем токи КЗ для шин западного крыла:

Определим параметры схемы замещения.

$$E_C = 220 \text{ кВ}$$

$$E_{ВПТ} = 35 \text{ кВ}$$

$$I_{КЗ.С}^{(3)} = 1,302 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ.С}^{(1)} = 1,777 \text{ кА}$$

$$S_{КЗ.ВПТ} = \sqrt{200^2 + 30,3^2} = 202,282 \text{ МВА}$$

$$X_C^{III} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 1,302} = 97,555 \text{ Ом}$$

$$X_{ВПТ}^{III} = \frac{35^2}{202,282} = 6,056 \text{ Ом}$$

$$X_{ВПТ}^{OP} = X_{ВПТ}^{III} = 6,056 \text{ Ом}$$

$$X_C^{HP} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 1,777} = 71,478 \text{ Ом}$$

$$X_{ВПТ}^{HP} \rightarrow \infty$$

Определим сопротивления трансформатора ТДЦ – 160000/220–У1, на основе каталожных данных из Приложения Б:

$$X_T^{III} = \frac{11 \cdot 220^2}{100 \cdot 160} = 33,275 \text{ Ом}$$

$$X_T^{OP} = X_T^{HP} = X_T^{III} = 33,275 \text{ Ом}$$

Эквивалентуем схему к каждой точке КЗ и находим ток трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ:

Для точки К1:

$$I_{К3}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 97,555} + \frac{35 \cdot \left(\frac{35}{220}\right)}{\sqrt{3} \cdot \left(6,056 + \frac{1}{2} 33,275 \cdot \left(\frac{35}{220}\right)^2\right)} = 1,798 \text{ кА}$$

$$I_{К3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,798 = 1,557 \text{ кА}$$

$$I_{К3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 220}{(97,555 + 97,555 + 71,478)} + \frac{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot \frac{35}{220}}{(6,056 + 6,056) + \frac{1}{2} (33,275 + 33,275 + 33,275) \cdot \left(\frac{35}{220}\right)^2} = 2,15 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I_{К3}^{(3)} = \frac{220 \cdot \left(\frac{220}{35}\right)}{\sqrt{3} \cdot (97,555 + \frac{1}{2} 33,275)} + \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 6,056} = 10,328 \text{ кА}$$

$$I_{К3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,328 = 8,944 \text{ кА}$$

Так как сеть 35 кВ выполнена с изолированной нейтралью – ток однофазного короткого замыкания в ней отсутствует, так как нет контуров протекания токов нулевой последовательности.

Определим значения ударных токов:

Для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 2,15 = 5,777 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 10,328 = 27,751 \text{ кА}$$

Таблица 100 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Точка КЗ	
	К1	К2
1	2	3
Восточное крыло		
Трехфазное	1,684	9,819
Двухфазное	1,458	8,504
Однофазное	1,989	–

1	2	3
Ударный ток	5,344	26,384
Западное крыло		
Трехфазное	1,798	10,328
Двухфазное	1,557	8,944
Однофазное	2,15	—
Ударный ток	5,777	27,751

6.4 Определение максимальных рабочих токов и выбор типа РУ

Для реализации параллельной несинхронной связи ОЭС Сибири и ОЭС Востока, как уже было выявлено в разделе 6.1, необходимо произвести реконструкцию на ПС 220 кВ Могоча: строительство РУ 35 кВ, реконструкция РУ 220 кВ, и установка трансформаторов для связи этих распределительных устройств. Вследствие особенности функционирования несинхронной работы энергосистем, связь между двумя энергосистемами будет осуществляться только через вставку постоянного тока, в то время как связи на переменном токе полностью отсутствуют. Исходя из этого, делаем вывод, что РУ 220 кВ и РУ 35 кВ будут состоять из двух частей, каждое из которых будет иметь связи на переменном токе только со своей энергосистемой.

6.4.1 Определение максимальных рабочих токов

Максимальными рабочие токи определяются как:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (37)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – суммарные максимальные расчетные активная и реактивная мощности кВт, квар;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Расчеты производятся на основании, полученных в главе 4 исходных, данных

Для стороны 220 кВ восточного крыла имеем:

$$P_{\Sigma} = 200 \text{ МВт}$$

$$Q_{\Sigma}=188 \text{ Мвар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{маx.раб.220}}=\frac{\sqrt{200^2+188^2}}{\sqrt{3}\cdot 220}=720 \text{ А}$$

Для стороны 35 кВ восточного крыла имеем:

$$I_{\text{маx.раб.35}}=\frac{\sqrt{200^2+188^2}}{\sqrt{3}\cdot 35}=4528 \text{ А}$$

Для стороны 220 кВ западного крыла:

$$P_{\Sigma}=200 \text{ МВт}$$

$$Q_{\Sigma}=30,3 \text{ Мвар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{маx.раб.110}}=\frac{\sqrt{200^2+30,3^2}}{\sqrt{3}\cdot 220}=531 \text{ А}$$

Для стороны 35 кВ западного крыла имеем:

$$I_{\text{маx.раб.35}}=\frac{\sqrt{200^2+30,3^2}}{\sqrt{3}\cdot 35}=3338 \text{ А}$$

6.4.2 Выбор типа распределительного устройства

В настоящее время в электрических сетях широко используются открытые (ОРУ), закрытые (ЗРУ) и комплектные (КРУ) распределительные устройства. При строительстве новых подстанций наиболее актуальным является использование элегазовых комплектных распределительных устройств (КРУЭ). Конструктивной особенностью КРУЭ является герметичный корпус, заполненный элегазом, в который помещено оборудование КРУ. Элегаз – это специальный электротехнический газ (шестифтористая сера SF₆), обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами [39]. Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

По эксплуатационным данным известно, что площадь, используемая под КРУЭ, составляет порядка 10-20% от площади занимаемой ОРУ, при том же напряжении.

К основным преимуществам КРУЭ относятся [41]:

- 1) взрыво и пожаробезопасность
- 2) возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью
- 3) отсутствие электрических и магнитных полей
- 4) безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа
- 5) малая занимаемая площадь
- б) замена и расширение в пределах существующих границ подстанции

К недостаткам КРУЭ можно отнести [41]:

- 1) высокая стоимость (в 2-3 раза превышает стоимость ОРУ)
- 2) ответственные требования к монтажу, например, отклонения уровня пола не должно превышать десятых долей градуса

Из представленных выше аргументов делается вывод о целесообразности применения КРУЭ при реконструкции ПС 220 кВ Могоча.

6.5 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ

Для обоих распределительных устройств 220 кВ примем к установке КРУЭ компании Siemens марки 8DN9, параметры КРУЭ приведем в приложении Ю.

На примере КРУЭ 220 кВ восточного крыла покажем полный алгоритм выбора и проверки всего необходимого оборудования.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [38].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 6.3 и 6.4.

В качестве каталожных данных выступают данные приложения Т.

Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

- 1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$245 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$$

$$1250 \text{ А} \geq 720 \text{ А}$$

3) по предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 1,989 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$79 \text{ кА} \geq 5,344 \text{ кА}$$

4) по тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (38)$$

где $I_{\text{п.о}}$ – периодическая составляющая тока однофазного КЗ;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (39)$$

где $t_{\text{с.в.о}}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУЭ 220 кВ, принимается 0,056 с [приложение Ю];

$t_{\text{вв}}$ – время выдержки времени, в соответствие со ступенями селективности, принимается 1 с [40];

$t_{\text{рз}}$ – время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,05 с [40].

$$t_{\text{откл}} = 0,056 + 1 + 0,05 = 1,061 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$$

$$B_{\text{к}} = 1,989^2 \cdot 1,061 = 4,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 4,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 101.

Таблица 101 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 245 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 720 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 4,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$
$i_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,344 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$245 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$$

$$1250 \text{ А} \geq 720 \text{ А}$$

3) по отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{нт}}$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 1,989 \text{ кА}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.\text{ном}} \geq i_{\alpha.\text{т}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.отк}}, \quad (40)$$

$$\text{где } \beta_{\text{НОМ}} = \frac{i_{\text{а.НОМ}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТК}}} \quad (41)$$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,83$$

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 1,989 \cdot 0,83 = 2,34 \text{ кА}$$

$$37 \text{ кА} \geq 2,34 \text{ кА}$$

4) по предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 1,989 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$79 \text{ кА} \geq 5,344 \text{ кА}$$

5) по тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (42)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ;

$I_{\text{н.о}}$ – периодическая составляющая тока однофазного КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}} \quad (43)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,056 + 1 + 0,05 = 1,061 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$$

$$B_{\text{к}} = 1,989^2 \cdot 1,061 = 4,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.НОМ}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 4,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 102.

Таблица 102 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3

$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
----------------------------	----------------------------	------------------------

Продолжение таблицы 102

1	2	3
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 720 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^1 = 1,989 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 37 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 2,34 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,344 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^1 = 1,989 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,344 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,344 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^1 = 1,989 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 4,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 220 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 103. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 103 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 720 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 4,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,344 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 220 кВ:

1) по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$220\text{кВ} \leq 245 \text{ кВ}$$

2) по току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$720 \text{ А} \leq 750 \text{ А}$$

3) по электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$79\text{кА} \geq 5,344\text{кА}$$

4) по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$2976,75\text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4,197\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) по величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (44)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 104 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 220 кВ [39].

Таблица 104 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (45)$$

где $S_{2Н}$ - номинальная мощность ТТ;

$I_2=5А$ – вторичный ток ТТ.

$$Z_{2Н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (46)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечение $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и

удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100$ м.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (47)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительный проводов, определяется по [39];

q – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 105.

Таблица 105 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 245 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 750 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мак}} = 720 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мак}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 5,344 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

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

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ:

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

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям [38]:

- 1) по номинальному напряжению установки;
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности;
- 4) по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (48)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Таблица 106 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотомер	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52\text{ВА} \leq 100\text{ВА}$$

Таблица 107 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 220 кВ до трансформатора.

Выберем кабель по длительно допустимому току, в соответствии с методикой, изложенной в [41]:

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (49)$$

где $I_{\text{раб.мах.220}}$ – рабочий максимальный ток, А;

k_1 – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

k_2 – поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23);

k_3 – поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{\text{доп}}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13);

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля, А.

Принимаем три одножильных кабеля ПвВнг(А)–LS – 800 с длительнодопустимым током $I_{\text{доп}}=868$ А [37].

Расшифровка кабеля:

Пв – Изоляция жил из сшитого полиэтилена;

В – Оболочка из поливинилхлоридного пластика пониженной пожарной опасности;

нг(А) – Не распространяет горение при групповой прокладке по категории А;

LS – низкие показатели дыма и газовыделения.

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 868 = 755,16 \text{ А}$$

$$720 \text{ А} \leq 755,16 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки ПвВнг(А) – LS с сечением 800 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

Произведем проверку оборудования для КРУЭ 220 кВ западного крыла, в соответствие с алгоритмом приведенном в разделе 6.5.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 6.3 и 6.4, каталожными данными выступают данные приложения Т.

Таблица 108 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ западного крыла.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

1	2	3
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

Продолжение таблицы 108

1	2	3
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 531 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 4,904 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,777 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Таблица 109 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 531 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^1 = 2,15 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 37 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 2,524 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,777 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^1 = 2,15 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,777 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^1 = 2,15 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 4,904 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Таблица 110 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 531 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 4,904 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,777 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$
---------------------------	-----------------------------	------------------------

Таблица 111 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5

Таблица 112 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 531 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,777 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4,904 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 113 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Таблица 114 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$
----------------------------	------------------------------	---------------------------

Выбор кабеля от КРУЭ 220 кВ до трансформатора.

Принимаем к установке три одножильных кабеля ПвВнг(А) – LS – 400 с длительно допустимым током $I_{доп}=638 \text{ А}$ [37].

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 638 = 555,06 \text{ А}$$

$$531 \text{ А} \leq 555,06 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки ПвВнг(А)–LS с сечением 400 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

6.6 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений 220 кВ

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования распределительного устройства подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Конструкция ОПН весьма проста – в ее основе лежит столб из нелинейных сопротивлений (варисторов), имеющий лишь две геометрические характеристики – высоту колонки и ее диаметр. Оказывается, что многие характеристики современных ОПН различных производителей связаны друг с другом и определяются его наибольшим рабочим напряжением (зависит от высоты колонки варисторов) и энергоемкостью (зависит от диаметра колонки варисторов). Поэтому обращать внимание необходимо, прежде всего, на две эти величины.

К основным параметрам ограничителя относятся [42]:

- 1) наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- 2) номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;

3) уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;

4) величина тока срабатывания противозрывного устройства;

5) длина пути утечки внешней изоляции.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1 по номинальному напряжению 220 кВ.

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (50)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,1\text{кВ}$$

$$172\text{кВ} \geq 146,1\text{кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как [42]:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (51)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений [42]:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (52)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (53)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}} \quad (54)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$.

Таблица 115 – Параметры ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-220/172/10/550 УХЛ1
1	2
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	172
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительно-стью 2000 мкс, А	550

Продолжение таблицы 115

1	2
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

6.7 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 35 кВ

Для обоих распределительных устройств 35 кВ примем к установке КРУЭ компании Siemens марки 8DA10, параметры КРУЭ приведем в приложении У.

Произведем проверку оборудования для КРУЭ 35 кВ восточного крыла, в соответствии с алгоритмом приведенном в пункте 6.5.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 6.3 и 6.4, каталожными данными выступают данные приложения У.

Проведем проверку для КРУЭ 35 кВ.

Таблица 116 – Параметры выбора КРУЭ 35 кВ восточного крыла.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 4528 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 102,294 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,384 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 35 кВ восточного крыла.

Таблица 117 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

Продолжение таблицы 117

1	2	3
$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 4528 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 9,819 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 43 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 10,533 \text{ кА}$	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,384 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 9,819 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,384 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 9,819 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 102,294 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 35 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 35 кВ восточного крыла.

Таблица 118 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 4528 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 102,294 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,384 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 35 кВ восточного крыла:

Для вводных ячеек:

Таблица 119 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 120 – Каталожные и расчетные данные ТТ в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 4528 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 26,384 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 102,294 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для секционной ячейки:

Таблица 121 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С

Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 122 – Каталожные и расчетные данные ТТ в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 40,5$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$

Продолжение таблицы 122

1	2	3
$I_{ном} = 3000$ А	$I_{раб.мах} = 2264$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 26,384$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 102,294$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 35 кВ восточного крыла:

Таблица 123 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	1	7,5
Итого				23,5

Таблица 124 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40,5$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200$ ВА	$S_{\Sigma} = 23,5$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Трансформаторы напряжения на стороне 35 кВ защищаются с помощью предохранителей.

Предохранители выбираются по расчетному току, при условии [41]:

$$I_{\text{расч}} \leq I_B \leq I_{\text{номГПР}},$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{\text{номГПР}}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (55)$$

$$I_{\text{пл.вс}} = \frac{0,024}{\sqrt{3} \cdot 35} < 0,01 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 102-35-25-31,5У1 с током плавкой вставки 25 А.

Таблица 125 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_n$
$I_{\text{ном.пл.вс}} = 25 \text{ А}$	$I_{\text{пл.вс}} < 0,01 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_n$
$i_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 26,384 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

Произведем выбор и проверку ошиновки 35 кВ.

В качестве токопровода для связи КРУЭ 35 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{\text{раб.мах}} = 4528 \text{ А}$. Принимаем три полосы медных прямоугольных шин сечением 100x10 мм, с номинальным током $I_{\text{ном}} = 4650 \text{ А}$.

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$4528 \text{ A} \leq 4650 \text{ A}$$

Расположение шины – плашмя. Длина пролета между опорными изоляторами принимается равной $L=1,5 \text{ м}$ [37].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \leq B_{\text{к.ном}}$$

$$102,294 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости [38]:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (56)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{102,294 \cdot 10^6}}{85} = 118,989 \text{ мм}^2$$

где $C=85$ – для медных шин [39].

$$q_{\text{min}} \leq q=S$$

$$S=a \cdot b \cdot n, \quad (57)$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий;

n – число полос.

$$S=100 \cdot 10 \cdot 3=3000 \text{ мм}^2$$

$$118,989 \text{ мм}^2 \leq 3000 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f=\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (58)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток на шине, А [раздел 10];

a – расстояние между фазами, м [37].

$$f=\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26384^2}{0,8} = 150,713 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа [37]:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (59)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6} \quad (60)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{150,713 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 9,043 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$9,043 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 126 – Сопоставление данных для жестких шин

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{ном}} = 4650 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 4528 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 102,294 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 3000 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 118,989 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 9,043 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

Выбор и проверка изоляторов.

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям [37]:

1) по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

2) по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-35-3,75 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \tag{61}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,5 \cdot \frac{26384^2}{0,8} = 226,07 \text{ Н}$$

Таблица 127 – Выбор опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 35 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$
$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 226,07 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Таким образом, опорный изолятор ИО-35-3,75 У1 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Аналогично проведем проверку оборудования для КРУЭ – 35 кВ западного крыла.

Таблица 128 – Параметры выбора КРУЭ 35 кВ западного крыла.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3338 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 113,174 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Продолжение таблицы 128

1	2	3
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27,751 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Таблица 129 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3338 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 10,328 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 43 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 10,838 \text{ кА}$	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27,751 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 10,328 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27,751 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 10,328 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 113,174 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Таблица 130 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3338 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 113,174 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27,751 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Таблица 131 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5

Продолжение таблицы 131

1	2	3	4	5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 132 – Каталожные и расчетные данные ТТ в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 3338 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 27,751 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 113,174 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 133 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 134 – Каталожные и расчетные данные ТТ в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$

$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1669 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 27,751 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 113,174 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 135 – Мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	1	7,5
Итого				23,5

Таблица 136 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 23,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Таблица 137 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 25 \text{ А}$	$I_{пл.вс} < 0,01 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,384 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Произведем выбор и проверку ошиновки 35 кВ.

Принимаем две полосы медных прямоугольных шин сечением 100x10 мм, с номинальным током $I_{ном} = 3610 \text{ А}$.

Таблица 138 – Сопоставление данных для жестких шин

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$I_{ном} = 3610 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 3338 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 113,174 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 3000 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 118,989 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 52 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 10,004 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

Выбор и проверка изоляторов.

К установке принимаем опорные изоляторы ИО-35-3,75 У1.

Таблица 139 – Выбор опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 35 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$
$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 250,103 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

6.8 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений 35 кВ

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

Принимаем первоначально ОПН-35/40,5/10/550 УХЛ1 по номинальному напряжению 35 кВ.

$$40,5\text{кВ} \geq 35\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,238\text{кВ}$$

$$40,5\text{кВ} \geq 23,238\text{кВ}$$

Энергию, пропускаемую ОПН во время грозового импульса, для сетей 3-35 кВ определяют отлично от метода, рассмотренного для сети 220 кВ [42].

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (62)$$

где C – суммарная ёмкость электрической сети;

K_{II} – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Определим ёмкость электрической сети [41]:

$$C = \frac{I_{т.з.макс}}{3 \cdot \omega \cdot U}, \quad (63)$$

где $I_{т.з.макс}$ – максимальная допустимая величина токов замыкания на землю в сети 35 кВ, принимаемая в соответствии с ПУЭ [35] 10 А;

ω – циклическая частота;

U – номинальное напряжение сети.

$$C = \frac{10}{3 \cdot 2 \cdot 50 \cdot 3,14 \cdot 35000} = 0,3 \text{ мкФ}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 0,3 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 40,5)^2 - (1,77 \cdot 35)^2 \right] = 152,1 \text{ кДж}$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{152,1}{35} = 4,346 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,346 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$.

Таблица 140 – Каталожные данные ОПН-35/40,5/10/550 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-35/40,5/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительно-стью 2000 мкс, А	550
Остающееся напряжение, кВ	107
Длина пути утечки, см	125
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбранные нелинейные ограничители перенапряжений полностью соответствуют требуемым параметрам сети для всех классов напряжений.

6.9 Оценка влияния ВПТ на надежность системы электроснабжения Транссибирской магистрали

Надежность ЭЭС определяется надежностью ее отдельных элементов (трансформаторов, линий электропередачи, коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики и др.), надежностью схемы (степенью резервирования), надежностью режима (запасами статической и динамической устойчивости), а также живучестью системы, т.е. способностью выдерживать системные аварии цепочечного характера без катастрофических последствий, или, без перерывов электроснабжения потребителей.

Под надежностью электроснабжения понимается свойство электротехнической установки, участка электрической сети и энергосистемы в целом обеспечивать в нормальных условиях эксплуатации бесперебойное электроснабжение потребителей электрической энергией нормированного качества и в необходимом количестве.

Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность.

Надежность электроснабжения определяется [26]:

- 1) принятой схемой электроснабжения;
- 2) надежностью используемого в ней энергетического оборудования и технических устройств;
- 3) уровнем эксплуатации.

Надежность электроснабжения оценивается [28]:

- 1) частотой и средней продолжительностью нарушений электроснабжения потребителей;

2) относительной величиной аварийного резерва, необходимого для обеспечения заданного уровня бездефицитной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

Оценка надежности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития ЭЭС, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде всего, из-за того, что в условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов.

Сформулируем три основные практические задачи анализа надежности ЭС и ЭЭС [28]:

- 1) оценка показателей надежности для существующих и создаваемых установок или оборудования;
- 2) обеспечение заданного уровня надежности оборудования и установок;
- 3) выбор технических решений и оптимизация уровня надежности.

Решение основных задач надежности ЭЭС предусматривает достижение оптимального соотношения между затратами на производство, передачу и распределение электроэнергии и технико-экономическими последствиями от недоотпуска электроэнергии, для чего необходимо достоверное прогнозирование показателей надежности электрических станций, электрических систем и узлов электропотребления.

Решение данных задач достигается путем организации параллельной несинхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири, что с свою очередь уменьшит риски аварийного отключения потребителей по транзиту электроснабжения Транссибирской магистрали.

Для расчета надежности электрической сети будут применимы такие показатели надежности как [25]:

- 1) средний параметр потока отказов ω , 1/год;

- 2) среднее время восстановления T_B , ч;
- 3) частота капитальных ремонтов μ , 1/год;
- 4) продолжительность капитального ремонта T_P , ч.

Для ЛЭП используются также показатели надежности:

- 1) среднее число преднамеренных отключений μ , 1/год;
- 2) среднее время простоя при преднамеренных отключениях T_P , ч.

Для оценки надежности электроснабжения потребителей Транссибирской магистрали будем рассматривать варианты полного погашения потребителей, как наиболее тяжелый случай. Несмотря на относительно малую вероятность этого события, на этом примере можно будет наглядно рассмотреть положительный эффект от организации параллельной работы энергосистем для потребителей.

Показатели надежности для электросетевых элементов, сведем в таблицу ниже.

Таблица – 141 Показатели надежности электросетевых элементов

Элемент	ω , 1/год	T_B , ч	μ_m , 1/год	T_{pm} , ч
ВЛ 220 кВ	0,005	14,3	2,5	17
Выключатель 220 кВ	0,055	50	0,14	43
Разъединитель 220 кВ	0,01	7	0,166	13
Шины 220 кВ	0,013	5	0,166	3

6.9.1 Оценка надежности системы электроснабжения Транссибирской магистрали до ввода в работу ВПТ

Определим показатели надежности для участка сети, запитанного от Амурской энергосистемы.

Питание потребителей тяговой нагрузки Транссибирской магистрали происходит при разомкнутом режиме сети, с центром питания от шин ПС 220 кВ Сквородино. Рассмотрим варианты полного погашения потребителей, которое произойдет при отключении двух головных участков транзита, а именно двух последовательных цепей от шин ПС 220 кВ Сквородино до шин ПС 220 кВ БАМ/т и ПС 220 кВ Большая Омутная/т.

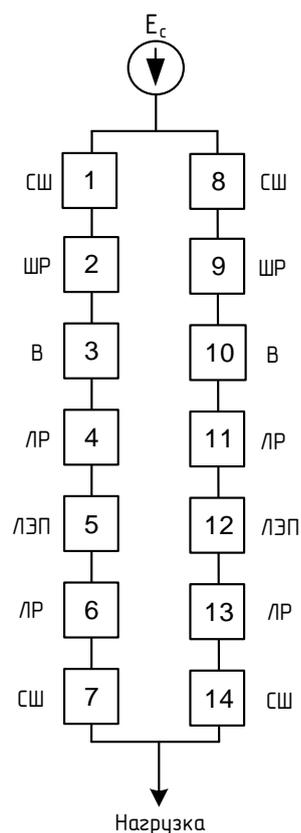


Рисунок 40 – Схема замещения для расчёта надёжности функционирования Транссибирской магистрали.

Рассмотрим подробный вариант расчета на примере участка сети, запитанного от Амурской энергосистемы.

Расчёт надёжности будем производить по алгоритму, изложенному в работе [25]:

Определение вероятности отказа элемента определяется по формуле:

$$q_i = \frac{\omega \cdot T_B}{T_T} \quad (64)$$

Вероятность безотказной работы определяется как:

$$p = 1 - q \quad (65)$$

В частности для линий формула будет иметь вид:

$$q = \frac{\omega \cdot t_{\epsilon} \cdot l}{T_{\Gamma}} \quad (66)$$

где l – длина линии, км.

Для сборных шин:

$$q = \frac{\omega \cdot t_{\epsilon}}{T_{\Gamma}} \cdot N \quad (67)$$

где N – количество присоединений на шину.

Покажем пример определения величин вероятности отказа и вероятности безотказной работы на примере оборудования ПС 220 Сковородино и ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т.

Для первой секции шин:

$$q_{P1} = \frac{0,013 \cdot 5 \cdot 8}{8760} = 5,936 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{P1} = 1 - 6,85 \cdot 10^{-5} = 0,99994$$

Для шинного разъединителя:

$$q_{P2} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 7,991 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{P2} = 1 - 7,991 \cdot 10^{-6} = 0,99999$$

Для выключателя:

$$q_{P3} = \frac{0,055 \cdot 50}{8760} = 3,139 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{P3} = 1 - 3,139 \cdot 10^{-4} = 0,99969$$

Для линейного разъединителя:

$$q_{P4} = q_{P2} = 7,991 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{P4} = p_{P2} = 0,99999$$

Для ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т:

$$q_{P5} = \frac{0,005 \cdot 14,3 \cdot 25,9}{8760} = 2,114 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{P5} = 1 - 2,114 \cdot 10^{-4} = 0,99979$$

Для остальных элементов расчет аналогичен, результаты расчёта сведём в таблицу 142.

Таблица 142 – Вероятности отказов и параметры потока отказа для электросетевых элементов.

Номер элемента	Тип элемента	Вероятность отказа, q	Параметр потока отказа, ω , 1/год
1,8	Секция шин	$5,936 \cdot 10^{-5}$	0,104
2,4,6,9,11,13	Разъединитель	$7,991 \cdot 10^{-6}$	0,01
3,10	Выключатель	$3,139 \cdot 10^{-4}$	0,055
5	ЛЭП	$2,114 \cdot 10^{-4}$	0,13
7,14	Секция шин	$2,968 \cdot 10^{-5}$	0,052
12	ЛЭП	$6,166 \cdot 10^{-4}$	0,378

Эквивалентрируем схему, пользуясь формулой сложения вероятностей [25], суммировав последовательные элементы.

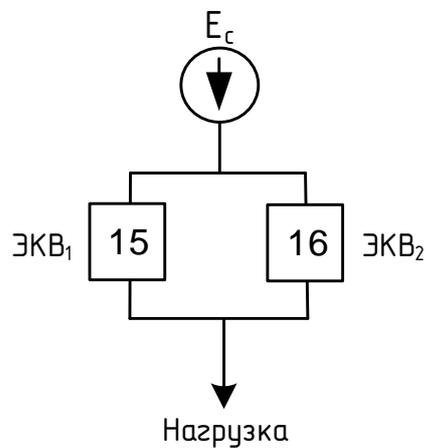


Рисунок 41 – Преобразование схемы замещения на первом этапе

Определим параметры потока отказов элементов 15 и 16, учитывая их преднамеренные отключения, пользуясь следующей формулой [25].

$$\omega_P = \sum_{i=1}^n \omega_{Pi} + \omega_{np.nб}, \quad (68)$$

где $\omega_{np.нб}$ – величина преднамеренных отключений, принимается в соответствии с [25] равной 2,8

$$\omega_{P15} = 0,104 + 0,01 + 0,055 + 0,01 + 0,13 + 0,01 + 0,052 + 2,8 = 3,171$$

$$\omega_{P16} = 0,104 + 0,01 + 0,055 + 0,01 + 0,378 + 0,01 + 0,052 + 2,8 = 3,419$$

Определяем вероятность отказа элементов:

$$q_P = \sum_{i=1}^n q_{Pi} \quad (69)$$

$$q_{P15} = \sum_{i=1}^7 q_{Pi} = 5,936 \cdot 10^{-5} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 3,139 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,114 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,968 \cdot 10^{-5} = 6,383 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{P16} = \sum_{i=8}^7 q_{Pi} = 5,936 \cdot 10^{-5} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 3,139 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 6,166 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,968 \cdot 10^{-5} = 1,044 \cdot 10^{-3}$$

Проведем еще одно эквивалентирование схемы, пользуясь формулой умножения вероятностей [25].

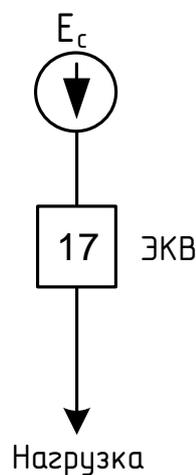


Рисунок 42 – Преобразование схемы замещения на втором этапе

Определим среднее время восстановления каждого параллельного элемента:

$$t_{Bp} = \frac{q_P \cdot T_\Gamma}{\omega_P'} = \frac{q_P \cdot T_\Gamma}{\omega_P - \omega_{np.нб}} \quad (70)$$

$$t_{Bp15} = \frac{6,383 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{3,171 - 2,8} = 9,033 \text{ ч}$$

$$t_{Bp16} = \frac{1,044 \cdot 10^{-3} \cdot 8760}{3,419 - 2,8} = 14,775 \text{ ч}$$

Определим параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов, учитывая их преднамеренные отключения:

$$\omega_P = \sum_{i=1}^n \omega_{Pi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (q_{Pi} + q_{np.нб}) \quad (71)$$

$$q_{np.нб} = \frac{2,8 \cdot 17}{8760} = 5,434 \cdot 10^{-3}$$

$$\omega_{P17} = \omega_{P15} q_{P16} + \omega_{P16} q_{P15} + \omega'_{P16} q_{np.нб} + \omega'_{P15} q_{np.нб} \quad (72)$$

$$\omega_{P17} = 3,171 \cdot 1,044 \cdot 10^{-3} + 3,419 \cdot 6,383 \cdot 10^{-4} + 0,619 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} + 0,371 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} = 0,011$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_P = K_{П.С} = \prod_{i=1}^n q_{Pi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} q_{Pnp} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n q_{Pi}, \quad (73)$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{np} = 1 - e^{-\frac{T_{Bnp.нб}}{t_{Bp}}} \quad (74)$$

$$K_{np15} = 1 - e^{-\frac{17}{9,033}} = 0,848$$

$$K_{np16} = 1 - e^{\frac{-17}{14,775}} = 0,684$$

$$q_{P17} = K_{II.C} = q_{P15} \cdot q_{P16} + K_{np15} \cdot q_{np.нб} \cdot q_{P16} + K_{np16} \cdot q_{np.нб} \cdot q_{P15} \quad (75)$$

$$q_{P17} = K_{II.C} = 6,383 \cdot 10^{-3} \cdot 1,044 \cdot 10^{-3} + 0,848 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} \cdot 1,044 \cdot 10^{-3} + 0,684 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} \cdot 6,383 \cdot 10^{-3} = 3,52 \cdot 10^{-5}$$

Расчетное время безотказной работы при $\alpha=0,1$ [25]

$$T_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot T_{б.p} \quad (76)$$

$$T_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 90,909 = 9,578 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{q_p}{\omega_p} \cdot T_{\Gamma} \quad (77)$$

$$t_{BC} = \frac{3,52 \cdot 10^{-5}}{0,011} \cdot 8760 = 28,032 \text{ ч}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = P_{деф.p} \cdot q_P(P_{деф.p}) \cdot T_{\Gamma} \quad (78)$$

$$W_{нед} = 108,9 \cdot 3,52 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 33,58 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Ущерб от перерыва электроснабжения:

$$Y = Y_0 \cdot W_{нед}, \quad (79)$$

где Y_0 – цена одного МВт·ч электроэнергии, для тягового потребителя, в

соответствие с [27], принимается $600 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$.

$$Y = 600 \cdot 33,58 = 20150 \text{ руб}$$

Произведем аналогичный расчет для участка сети, запитанного от Забайкальской энергосистемы.

Вследствие того, что схемы распределительных устройств аналогичны, то и схемы замещения надежности такими же, как и рассмотренные выше. Определим параметры потока отказов двух цепочек из последовательно соединенных элементов.

$$\omega_{P15} = 0,156 + 0,01 + 0,055 + 0,01 + 0,365 + 0,01 + 0,052 + 2,8 = 3,458$$

$$\omega_{P16} = 0,104 + 0,01 + 0,055 + 0,01 + 0,155 + 0,01 + 0,052 + 2,8 = 3,248$$

Определяем вероятность отказа элементов:

$$q_{P15} = \sum_{i=1}^7 q_{Pi} = 5,936 \cdot 10^{-5} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 3,139 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 5,952 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,968 \cdot 10^{-5} = 1,052 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{P16} = \sum_{i=8}^7 q_{Pi} = 5,936 \cdot 10^{-5} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 3,139 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,533 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,968 \cdot 10^{-5} = 7,099 \cdot 10^{-4}$$

Определим среднее время восстановления каждого параллельного элемента:

$$t_{Bp15} = \frac{1,052 \cdot 10^{-3} \cdot 8760}{3,458 - 2,8} = 14,005 \text{ ч}$$

$$t_{Bp16} = \frac{7,099 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{3,248 - 2,8} = 13,881 \text{ ч}$$

Определим параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов, учитывая их преднамеренные отключения:

$$\omega_{P17} = 3,458 \cdot 7,099 \cdot 10^{-4} + 3,248 \cdot 1,052 \cdot 10^{-3} + 0,658 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} + 0,448 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} = 0,012$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$K_{np} = 1 - e^{-\frac{T_{Bnp.нб}}{t_{Bp}}} \quad (80)$$

$$K_{np15} = 1 - e^{-\frac{-17}{14,005}} = 0,703$$

$$K_{np16} = 1 - e^{-\frac{-17}{13,881}} = 0,706$$

$$q_{P17} = K_{П.С} = 1,052 \cdot 10^{-3} \cdot 7,099 \cdot 10^{-3} + 0,703 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} \cdot 7,099 \cdot 10^{-3} + 0,706 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} \cdot 1,052 \cdot 10^{-3} = 3,862 \cdot 10^{-5}$$

Расчетное время безотказной работы:

$$T_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 83,333 = 8,78 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{3,862 \cdot 10^{-5}}{0,012} \cdot 8760 = 28,193 \text{ ч}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = 172,4 \cdot 3,862 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 58,325 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Ущерб от перерыва электроснабжения:

$$U = 600 \cdot 58,325 = 34990 \text{ руб}$$

6.9.2 Оценка надежности системы электроснабжения Транссибирской магистрали после ввода в работу ВПТ

Рассмотрим участок электроснабжения со стороны Амурской энергосистемы.

После организации параллельной несинхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири, транзиты электроснабжения Транссибирской магистрали начинают получать двустороннее питание, следовательно, полное погашения потребителей произойдет только при отключении всех головных участков: ВЛ 220 кВ Семиозёрный – Могоча, ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар, ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т и ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т.

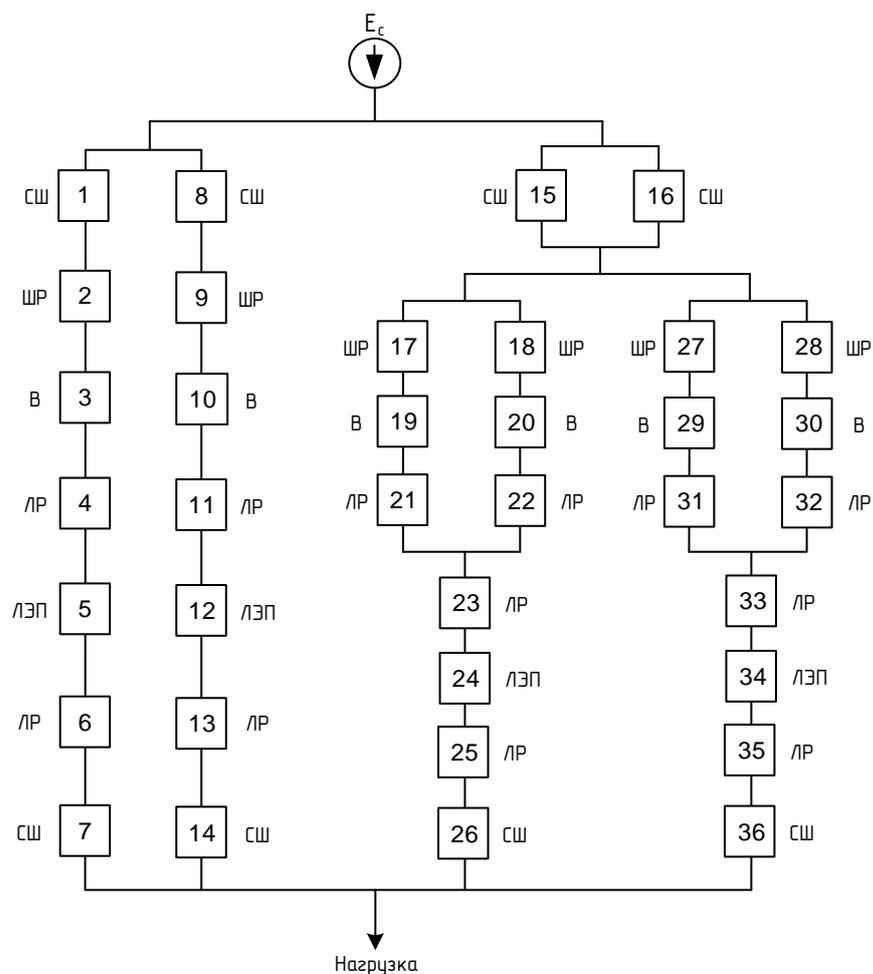


Рисунок 43 – Схема замещения для расчёта надёжности функционирования Транссибирской магистрали.

Таблица 143 – Вероятности отказов и параметры потока отказа для электросетевых элементов.

Номер элемента	Тип элемента	Вероятность отказа, q	Параметр потока отказа, ω , 1/год
1	2	3	4
1,8	Секция шин	$5,936 \cdot 10^{-5}$	0,104
2,4,6,9,11,13,17,18,21,22,23,25,27,28,31,32,33,35	Разъединитель	$7,991 \cdot 10^{-6}$	0,01
3,10,19,20,29,30	Выключатель	$3,139 \cdot 10^{-4}$	0,055
5	ЛЭП	$2,114 \cdot 10^{-4}$	0,13
7,14,15,16,26,36	Секция шин	$2,968 \cdot 10^{-5}$	0,052
12	ЛЭП	$6,166 \cdot 10^{-4}$	0,378
24	ЛЭП	$3,595 \cdot 10^{-4}$	0,22

1	2	3	4
34	ЛЭП	$6,968 \cdot 10^{-4}$	0,427

Преобразуем схему замещения, заменив параллельные и последовательные элементы их эквивалентами, для левой части схемы используем, уже рассчитанные в разделе 6.9.1 параметр потока отказов и вероятность отказа.

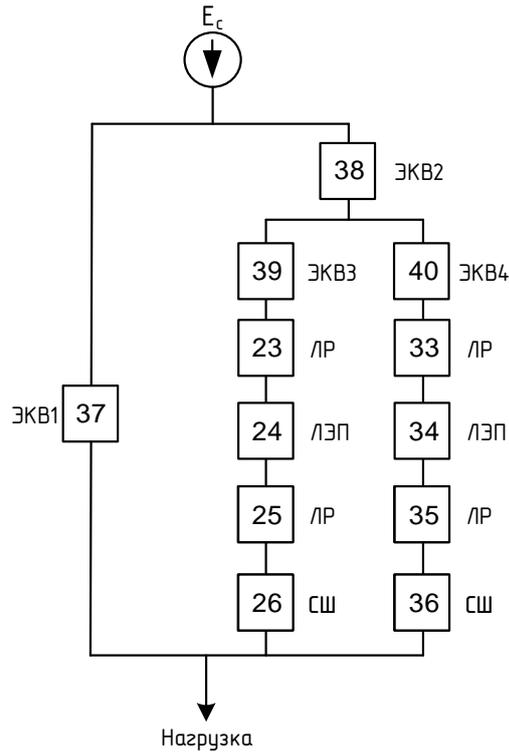


Рисунок 44 – Преобразование схемы замещения на первом этапе

$$\omega_{P37} = 0,011$$

$$q_{P37} = 3,52 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{P38} = 2 \cdot (2,968 \cdot 10^{-5} \cdot 0,052) = 3,087 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{P38} = 2,968 \cdot 10^{-5} \cdot 2,968 \cdot 10^{-5} = 8,809 \cdot 10^{-10}$$

$$\omega_{P39} = \omega_{P40} = 2\omega_{P39'} q_{P39'} \quad (81)$$

$$\omega_{P39'} = 0,01 + 0,055 + 0,01 = 0,075$$

$$q_{P39'} = 7,991 \cdot 10^{-6} + 3,139 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} = 3,299 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{P39} = \omega_{P40} = 2 \cdot 0,075 \cdot 3,299 \cdot 10^{-4} = 4,948 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{P39} = q_{P40} = 3,299 \cdot 10^{-4} \cdot 3,299 \cdot 10^{-4} = 1,088 \cdot 10^{-7}$$

На основе полученных расчетных данных произведем еще один шаг преобразования:

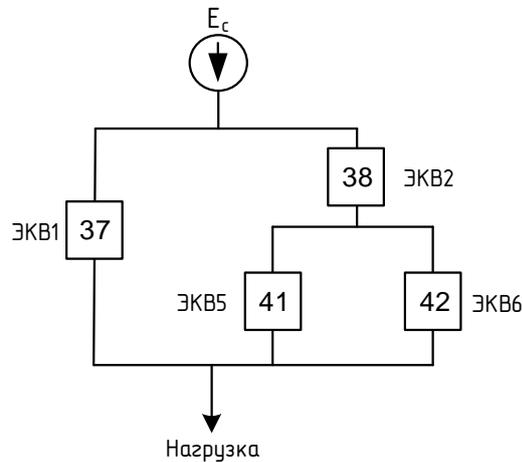


Рисунок 45 – Преобразование схемы замещения на втором этапе

Определим параметры потока отказов двух цепочек из последовательно соединенных элементов.

$$\omega_{P41} = 4,948 \cdot 10^{-5} + 0,01 + 0,22 + 0,01 + 0,052 + 2,8 = 3,092$$

$$\omega_{P42} = 4,948 \cdot 10^{-5} + 0,01 + 0,427 + 0,01 + 0,052 + 2,8 = 3,299$$

Определяем вероятность отказа элементов:

$$q_{P41} = 1,088 \cdot 10^{-7} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 3,595 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,968 \cdot 10^{-5} = 4,053 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{P42} = 1,088 \cdot 10^{-7} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 6,968 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,968 \cdot 10^{-5} = 7,426 \cdot 10^{-4}$$

Определим среднее время восстановления каждого параллельного элемента:

$$t_{Bp41} = \frac{4,053 \cdot 10^{-3} \cdot 8760}{3,053 - 2,8} = 12,159 \text{ ч}$$

$$t_{Bp42} = \frac{7,426 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{3,299 - 2,8} = 13,036 \text{ ч}$$

Произведем очередное преобразование схемы и определим параметр потока отказов двух параллельных элементов, учитывая их преднамеренные отключения.

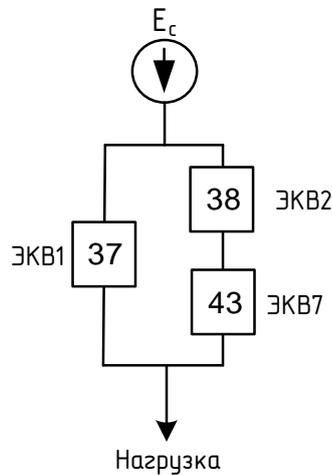


Рисунок 46 – Преобразование схемы замещения на третьем этапе

Определим вероятность отказа и вероятности потока отказа для элемента 43.

$$\omega_{P43} = \omega_{P41}q_{P42} + \omega_{P42}q_{P41} + \omega'_{P41}q_{np,нб} + \omega'_{P42}q_{np,нб} \quad (82)$$

$$\omega_{P43} = 3,092 \cdot 7,426 \cdot 10^{-4} + 3,299 \cdot 4,053 \cdot 10^{-4} + (3,053 - 2,8) \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} + (3,299 - 2,8) \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} = 7,72 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{np41} = 1 - e^{\frac{-17}{12,159}} = 0,753$$

$$K_{np42} = 1 - e^{\frac{-17}{13,036}} = 0,729$$

$$q_{P43} = q_{P41} \cdot q_{P42} + K_{np41} \cdot q_{np,нб} \cdot q_{P42} + K_{np42} \cdot q_{np,нб} \cdot q_{P41} \quad (83)$$

$$q_{P43} = 4,053 \cdot 10^{-4} \cdot 7,426 \cdot 10^{-4} + 0,753 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} \cdot 7,426 \cdot 10^{-4} + 0,729 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} \cdot 4,053 \cdot 10^{-4} = 4,945 \cdot 10^{-6}$$

Преобразуем схему, оставим только две параллельные ветви, связывающие систему и потребителя.

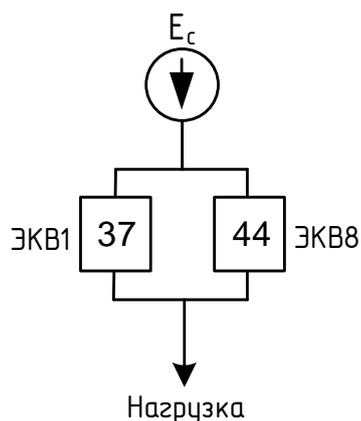


Рисунок 47 – Преобразование схемы замещения на четвертом этапе
 Определим параметры надежности для правой ветви схемы:

$$\omega_{P44} = \omega_{P38} + \omega_{P43} \quad (84)$$

$$\omega_{P44} = 3,087 \cdot 10^{-6} + 7,72 \cdot 10^{-3} = 7,723 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{P44} = q_{P38} + q_{P43} \quad (85)$$

$$q_{P44} = 8,809 \cdot 10^{-10} + 4,945 \cdot 10^{-6} = 4,946 \cdot 10^{-6}$$

Произведем последнее преобразование схемы и рассчитаем показатели надежности системы в целом.

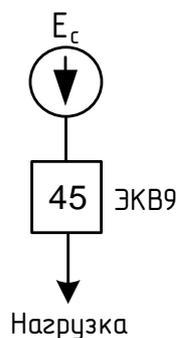


Рисунок 48 – Преобразование схемы замещения на пятом этапе

$$\omega_{P45} = \omega_{P37} \cdot q_{P37} + \omega_{P44} \cdot q_{P44} \quad (86)$$

$$\omega_{P45} = 0,011 \cdot 3,52 \cdot 10^{-5} + 7,723 \cdot 10^{-3} \cdot 4,946 \cdot 10^{-6} = 4,606 \cdot 10^{-7}$$

$$q_{P45} = q_{P37} \cdot q_{P44} \quad (87)$$

$$q_{P45} = 3,52 \cdot 10^{-5} \cdot 4,946 \cdot 10^{-6} = 1,741 \cdot 10^{-10}$$

Расчетное время безотказной работы:

$$T_p = -\ln(1-0,1) \cdot 2,171 \cdot 10^6 = 2,287 \cdot 10^5 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{1,741 \cdot 10^{-10}}{4,606 \cdot 10^{-6}} \cdot 8760 = 3,311 \text{ ч}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{неот} = 152 \cdot 1,741 \cdot 10^{-10} \cdot 8760 = 2,318 \cdot 10^{-4} \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Ущерб от перерыва электроснабжения:

$$U = 600 \cdot 2,318 \cdot 10^{-4} = 0,139 \text{ руб}$$

Произведем аналогичный расчет для участка сети, запитанного от Забайкальской энергосистемы.

$$\omega_{P37} = 0,012$$

$$q_{P37} = 3,862 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{P38} = 3,087 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{P38} = 8,809 \cdot 10^{-10}$$

$$\omega_{P39} = \omega_{P40} = 2 \cdot 0,075 \cdot 3,299 \cdot 10^{-4} = 4,948 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{P39} = q_{P40} = 3,299 \cdot 10^{-4} \cdot 3,299 \cdot 10^{-4} = 1,088 \cdot 10^{-7}$$

Определим параметры потока отказов двух цепочек из последовательно соединенных элементов.

$$\omega_{P41} = 4,948 \cdot 10^{-5} + 0,01 + 0,316 + 0,01 + 0,052 + 2,8 = 3,188$$

$$\omega_{P42} = 4,948 \cdot 10^{-5} + 0,01 + 0,175 + 0,01 + 0,052 + 2,8 = 3,047$$

Определяем вероятность отказа элементов:

$$\begin{aligned} q_{P41} &= 1,088 \cdot 10^{-7} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 5,153 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,968 \cdot 10^{-5} = \\ &= 5,611 \cdot 10^{-4} \end{aligned}$$

$$q_{P42} = 1,088 \cdot 10^{-7} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,859 \cdot 10^{-4} + 7,991 \cdot 10^{-6} + 2,968 \cdot 10^{-5} =$$

$$= 3,317 \cdot 10^{-4}$$

Определим среднее время восстановления каждого параллельного элемента:

$$t_{Bp41} = \frac{5,611 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{3,188 - 2,8} = 12,668 \text{ ч}$$

$$t_{Bp42} = \frac{3,317 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{3,047 - 2,8} = 11,764 \text{ ч}$$

Определим вероятность отказа и вероятности потока отказа для элемента 43.

$$\omega_{P43} = 3,047 \cdot 5,611 \cdot 10^{-4} + 3,188 \cdot 3,317 \cdot 10^{-4} + (3,188 - 2,8) \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} +$$

$$+ (3,047 - 2,8) \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} = 6,218 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{np41} = 1 - e^{\frac{-17}{12,668}} = 0,739$$

$$K_{np42} = 1 - e^{\frac{-17}{11,764}} = 0,764$$

$$q_{P43} = 5,611 \cdot 10^{-4} \cdot 3,317 \cdot 10^{-4} + 0,844 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} \cdot 3,317 \cdot 10^{-4} +$$

$$+ 0,764 \cdot 5,434 \cdot 10^{-3} \cdot 5,611 \cdot 10^{-4} = 4,037 \cdot 10^{-6}$$

Определим параметры надежности для правой ветви схемы:

$$\omega_{P44} = 3,087 \cdot 10^{-6} + 6,218 \cdot 10^{-3} = 6,221 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{P44} = 8,809 \cdot 10^{-10} + 4,037 \cdot 10^{-6} = 4,038 \cdot 10^{-6}$$

$$\omega_{P45} = 0,012 \cdot 3,862 \cdot 10^{-5} + 6,221 \cdot 10^{-3} \cdot 4,038 \cdot 10^{-6} = 4,886 \cdot 10^{-7}$$

$$q_{P45} = q_{P37} \cdot q_{P44} = 3,862 \cdot 10^{-5} \cdot 4,038 \cdot 10^{-6} = 1,559 \cdot 10^{-10}$$

Расчетное время безотказной работы:

$$T_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 2,047 \cdot 10^5 = 2,157 \cdot 10^5 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{1,559 \cdot 10^{-10}}{4,886 \cdot 10^{-7}} \cdot 8760 = 2,795 \text{ ч}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = 131,7 \cdot 1,559 \cdot 10^{-10} \cdot 8760 = 1,799 \cdot 10^{-4} \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Ущерб от перерыва электроснабжения:

$$У = 600 \cdot 1,799 \cdot 10^{-4} = 0,108 \text{ руб}$$

Проведем сравнительный анализ надежности системы электроснабжения Транссибирской магистральной до и после ввода в работу вставки постоянного тока на ПС 220 кВ Могоча.

Таблица 144 – Анализ результатов расчетов надежности

Наименование транзита		ω	q	W _{нед} , МВтч	У, руб
Участок транзита Амурской энергосистемы	До ВПТ	$1,1 \cdot 10^{-2}$	$3,52 \cdot 10^{-5}$	33,58	20150
	После ВПТ	$4,61 \cdot 10^{-7}$	$1,741 \cdot 10^{-10}$	$2,318 \cdot 10^{-4}$	0,139
Участок транзита Забайкальской энергосистемы	До ВПТ	$1,2 \cdot 10^{-2}$	$3,86 \cdot 10^{-5}$	58,33	34990
	После ВПТ	$4,886 \cdot 10^{-7}$	$1,559 \cdot 10^{-10}$	$1,799 \cdot 10^{-4}$	0,108

Как видно из данных таблицы 144, после ввода в работу ВПТ и организации двустороннего электроснабжения транзитов, надежность функционирования сети возрасла на несколько порядков, недоотпуск электроэнергии и величина финансового ущерба от перерыва электроснабжения значительно уменьшились и стали соизмеримы со статистической погрешностью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной магистерской диссертации была разработана методика создания параллельной несинхронной связи энергосистем, с применением современного инновационного оборудования в условиях низкого качества электроэнергии.

В ходе выполнения работы были использованы и применены все полученные в ходе обучения знания и навыки. Были изучены особенности функционирования двух изолированных друг от друга энергосистем, проведены их структурные анализы, проанализированы возможные варианты их объединения на параллельную работу.

Исследованы пропускные способности связей энергосистем, определены пределы передаваемой мощности. Произведен расчет величин дефицита реактивной мощности в режиме максимальных нагрузок, и избытка в режиме холостого хода связей. Изучена проблема низкого качества электроэнергии в сети электроснабжения тяговых потребителей Транссибирской магистрали, для решения которой были определены необходимые к установке активно фильтро-симметрирующие устройства.

Рассчитаны и проанализированы режимы работы энергосистем при раздельной и параллельной работе. Рассмотрена схема электрических соединений подстанции, на электросетевой инфраструктуре которой организуется связь энергосистем, сделан вывод о необходимости её частичной реконструкции.

Произведён расчет токов короткого замыкания в сети, произведены выбор и проверка необходимого к установке оборудования.

Определены показатели надежности и величины недоотпуска электроэнергии в сети электроснабжения тяговых потребителей до и после создания несинхронной связи.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сулова О.В., Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в режиме реального времени на RTDS // Известия НТЦ Единой Энергетической Системы. – 2014. – С. 18-28
- 2 Макаров А.В. Разработка и исследование системы управления межсистемной несинхронной связи на основе ферромагнитных элементов: Дис... канд. техн. наук. 05.14.02. – Л.: ЛПИ, 1985.
- 3 Информационное – справочное издание «Электричество» №9 Демидов А.А., Титаевская Н.А., Тихонова А.В. Управление вставкой постоянного тока при объединении энергосистем Сибири и Востока. / 2015 г., 41с
- 4 Тимченко В.Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. –М.: Энергия, 1975, 209 с.
- 5 Поссе А. В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока. Л.:Энергия, 1973.303 с.
- 6 Информационное – справочное издание «Электричество» №9 Демидов А.А., Титаевская Н.А., Тихонова А.В. Управление вставкой постоянного тока при объединении энергосистем Сибири и Востока.
- 7 Информационное – справочное издание «Энергия Единой Сети» №5(10). Косолапов И.А., Дементьев Ю.А. Вставка несинхронной связи для обеспечения параллельной работы объединенных энергосистем Сибири и Востока.
- 8 Ситников В.Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами электроэнергетических систем на основе элементов гибких элементов электропередач (FACTS). [Автореферат]/Иваново, 2009 г., 34с
- 9 Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. [Текст]/Москва, Изд-во НЦ ЭНАС, 2002 г., 248с

10 Информационное – справочное издание «Новости ЭлектроТехники». Кочкин В.И. Реактивная мощность в электрических сетях технологии управляемой компенсации. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2007/45/08.php> (дата обращения 17.04.2019).

11 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии: Руководство для практических расчетов [Текст] /Ю. С. Железко - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с

12 Ненахов А.И. Разработка методик подавления колебаний напряжения и коррекции формы токов резкопеременных промышленных нагрузок с помощью быстродействующих управляемых устройств // Дис. канд. техн. Наук 05.09.03 – Москва. – 2017.

13 Обзор и анализ мирового и отечественного опыта и тенденций использования технологии FACTS в энергосистемах. Отчет ОАО «НИИПТ» № О-7566. – СПб., ОАО «НИИПТ», 2003.

14 В.И. Кочкин, О.П. Нечаев Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий - М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 257 с.

15 Баранов В.М. Исследование характеристик и разработка системы регулирования управляемой связи электрических систем на основе ферромагнитных элементов: Дис... канд. техн. наук. 05.14.02. – Л.: ЛПИ, 1987.

16 Макаров А.В. Математическая модель управляемой межсистемной связи на основе ферромагнитных управляемых элементов // Вестник ИГЭУ. – 2003. – № 3. – С. 62–69.

17 Макаров А.В. Экспериментальные исследования опытной установки управляемой межсистемной связи на основе фазоинвертирующих трансформаторов // Вестник ИГЭУ. – 2005. – № 1. – С. 72–81.

18 Макаров А.В., Таламанов О.В., Макаров Н.А. Математическая модель управляемой межсистемной связи на основе фазоинвертирующих трансформаторов // Вестник ИГЭУ. – 2006. - № 2. – С. 42-58

19 Методические указания по устойчивости энергосистем – утверждено приказом Министерства энергетики Российской Федерации №277 от 30.06.2003.

20 ГОСТ Р 58058-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования».

21 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем: моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск: Наука, 2002. - 344 с.

22 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах: Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2010. – 238с.

23 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

24 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 376 с.

25 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

26 Аполлонский С. М. Надежность и эффективность электрических аппаратов/ С. М. Аполлонский, Ю. В. Куклев: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2011. - 448 с.

27 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. - М.: Высш. шк., 2012. - 256 с.

28 Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 200 с.

29 Приказ Министерство Энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. n 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.

30 Информационное – справочное издание «Новости ЭлектроТехники Долгополов А.Г., Ивакин В.Н. Реакторное оборудование. [Электронный ресурс] –

Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2013/84/05>. (дата обращения 11.06.2019).

31 Андреев А.В. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России в современных условиях. – Автоматизация в промышленности, 2008, № 8, с. 30–33.

32 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

33 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.

34 Волькенау И.М. О совершенствовании системы напряжений электрических сетей. Энергетик, 2003, №12

35 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

36 ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения; введ.01.07.2014. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2014. – 20 с.

37 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. /Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

38 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. /А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.%

39 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

40 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

41 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с

42 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

43 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М.: ФОРУМ, 2009. – 480 с.

44 СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 132 с.

45 Неуймин В.Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя. / Неуймин В.Г. и др. Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А.

46 Алексеев Е.Р., Чеснокова О.В., MathCad 15 – Санкт – Петербург, НТ Пресс, 2009 г. – 352 с.

47 Википедия [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Mathcad/> (дата обращения 04.06.2019).

48 АРМ СРЗА ПК БРИЗ [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.pk-briz.ru/> (дата обращения 05.06.2019).

49 Материалы преддипломной практики в АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

50 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018 – 2022 годов. – Министерство экономического развития Амурской области. – Благовещенск, 2018 – 159 с.

51 Схема и программа развития электроэнергетики Забайкальского края на период 2019 – 2023 годов. – Министерство экономического развития Забайкальского края. – Чита, 2019 – 336 с.

52 Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=about>

53 СО 153-34.20.118-2003. Методические указания по проектированию развития энергосистем. – Минэнерго России. – Москва, 2003 – с 22 с.

54 Fisher F., Friedlander E. D.C. controlled 100 MVA reactor // GEC Journal. 1955. Vol. 22. № 2.

55 Kramer W. Drehstromiransformator mit regelbaren Magnetisierungsstrom // ETZ-A, 1959. Bd 80. H. 4.

56 Reichert K.J., Kauferle J., Glavitsh H. Controllable reactor compensator for more extensive utilization of high voltage systems // CIGRE.25 Session. Report 32-17. 1974.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

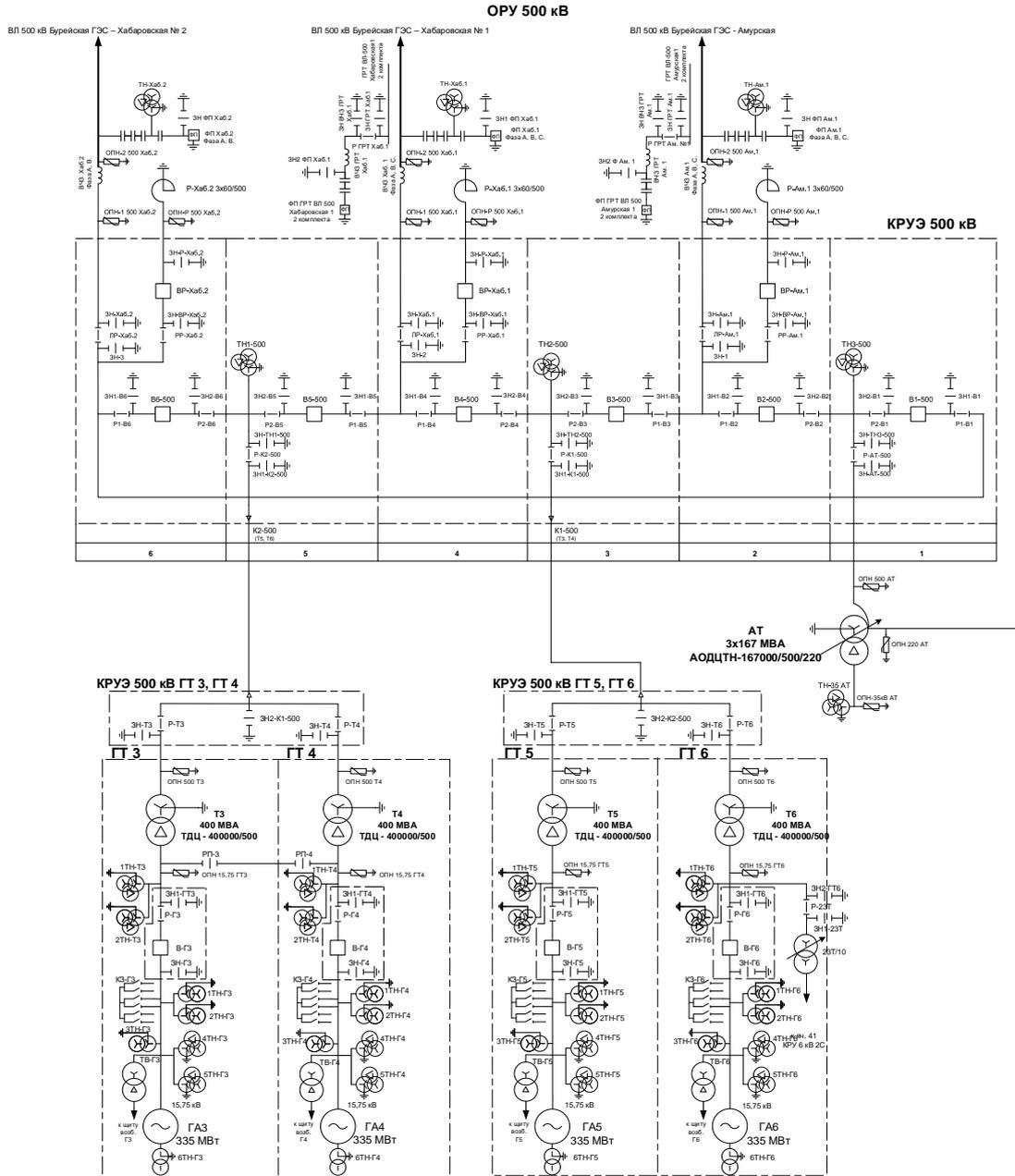


Рисунок А.1 – Схема РУ ВН Бурейской ГЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

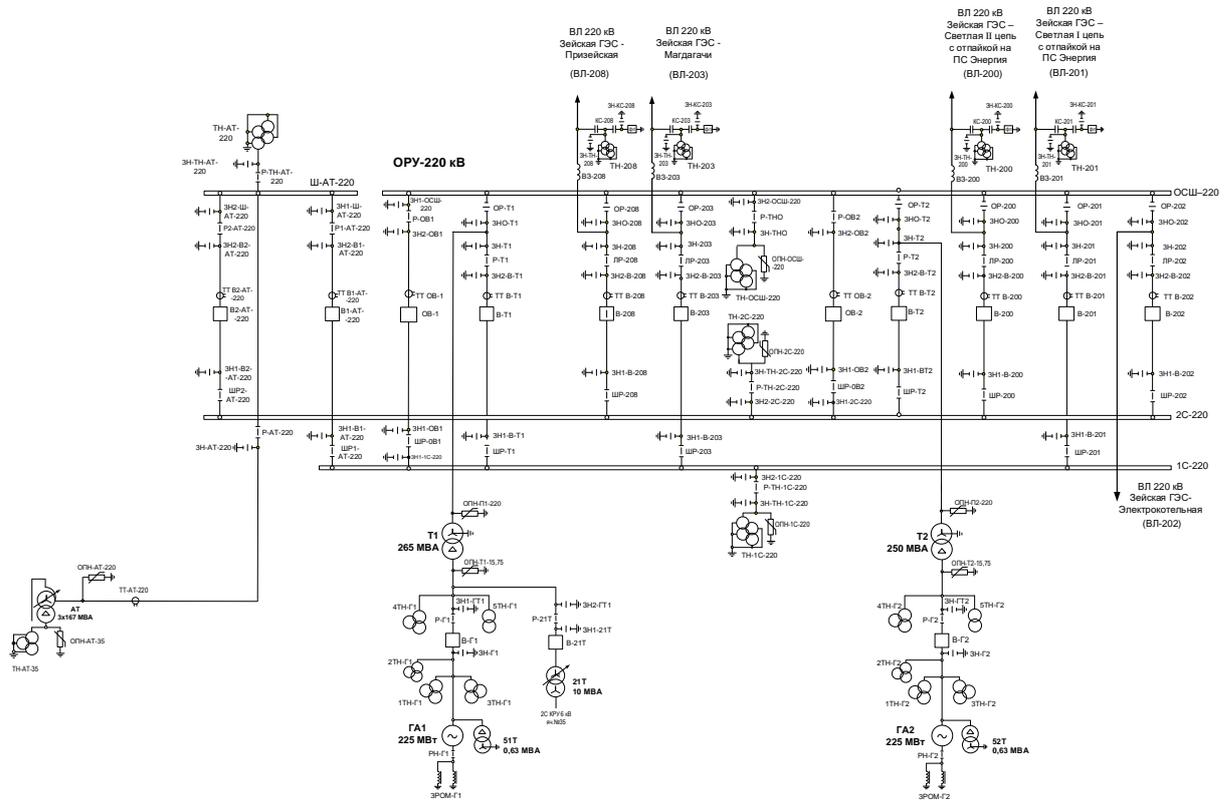


Рисунок А.4 – Схема РУ СН Зейской ГЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

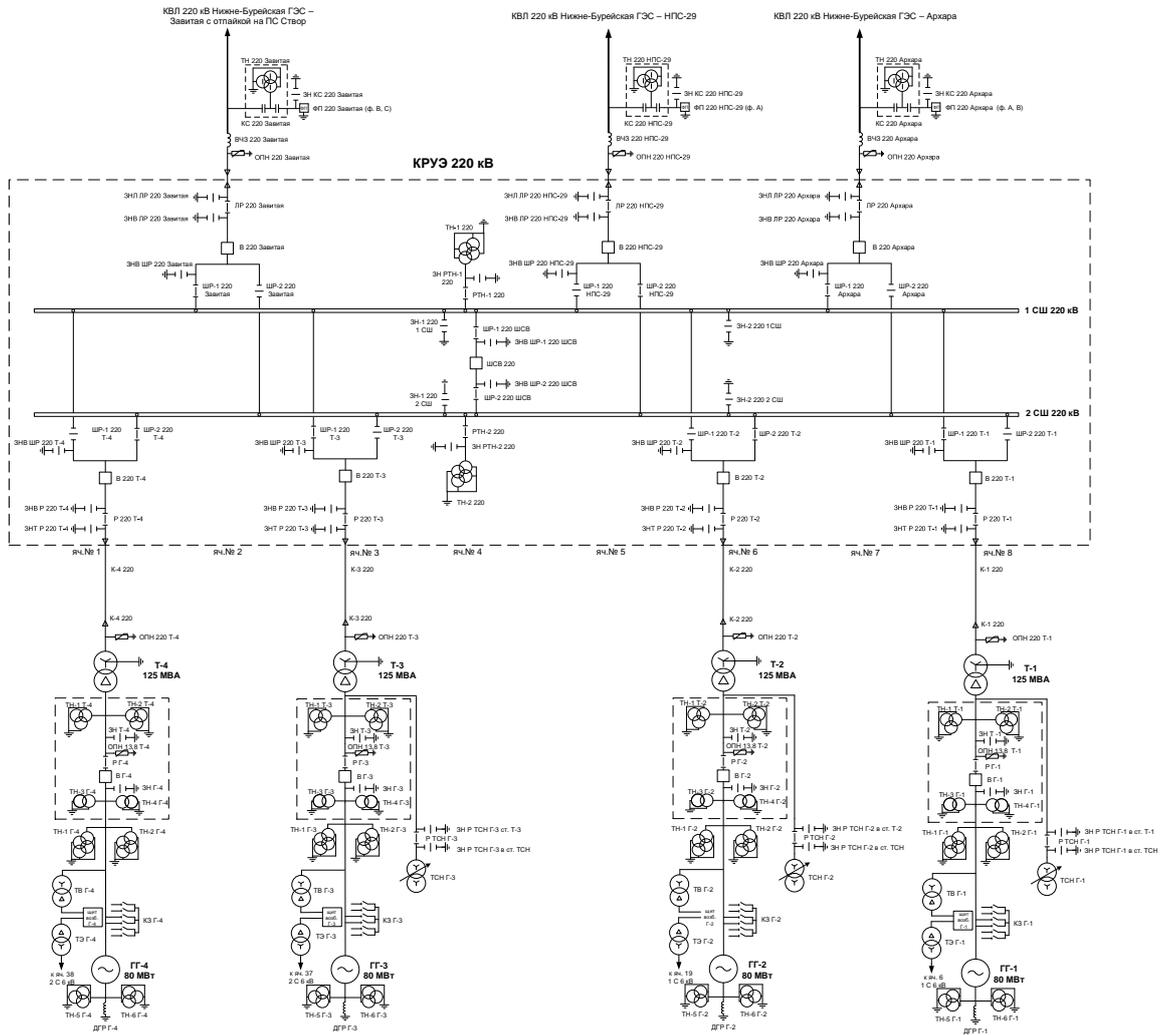


Рисунок А.5 – Схема РУ ВН Нижне – Бурейской ГЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

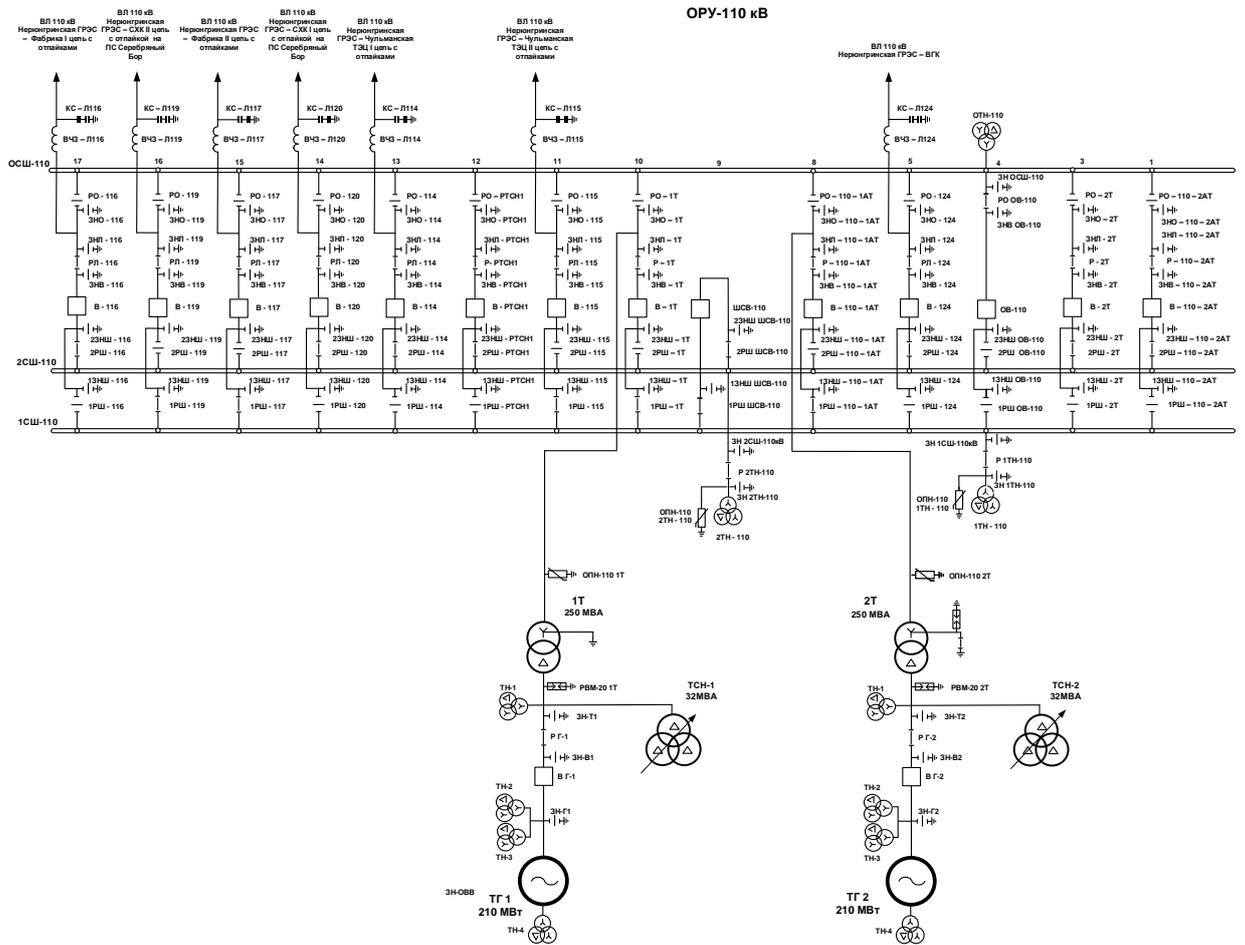


Рисунок А.6 – Схема РУ ВН Нерюнгринской ГРЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

ОРУ-220 кВ

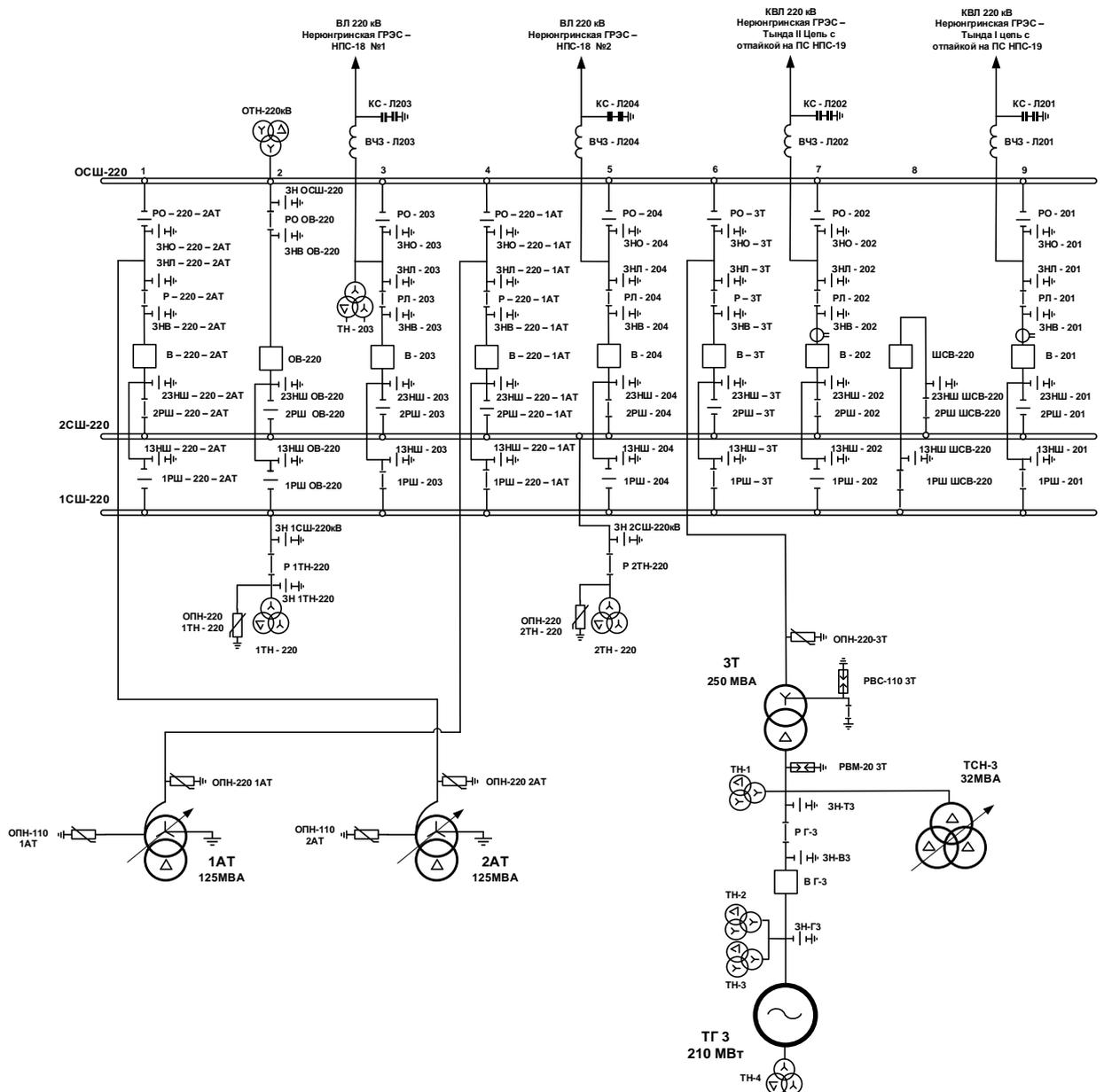


Рисунок А.7 – Схема РУ СН Нерюнгринской ГРЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

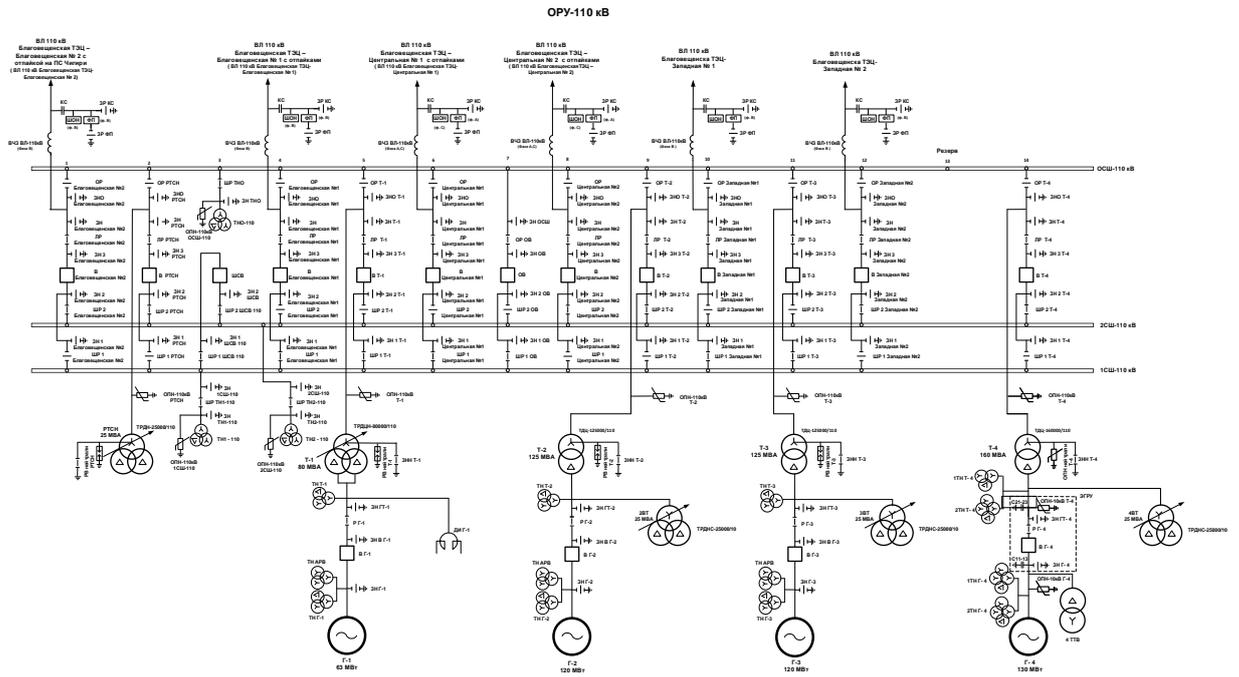


Рисунок А.8 – Схема РУ ВН Благовещенской ТЭЦ

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

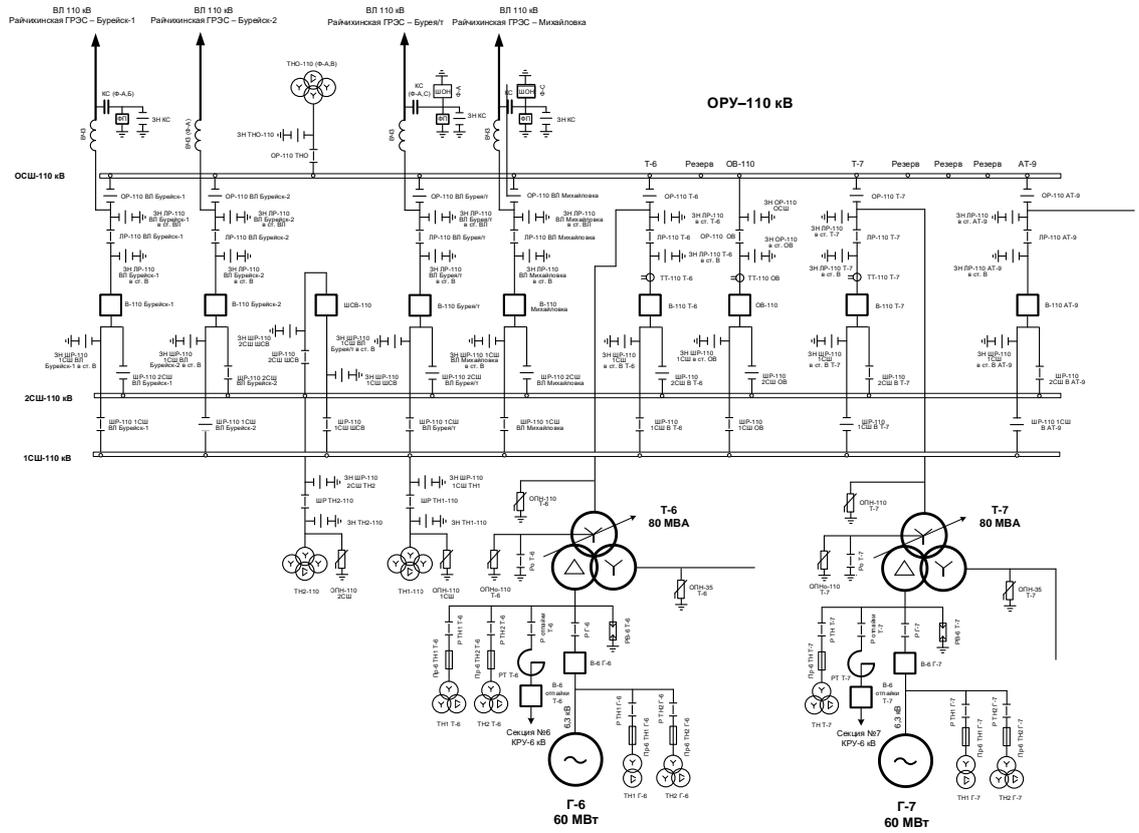


Рисунок А.9 – Схема РУ СН Райчихинской ГРЭС

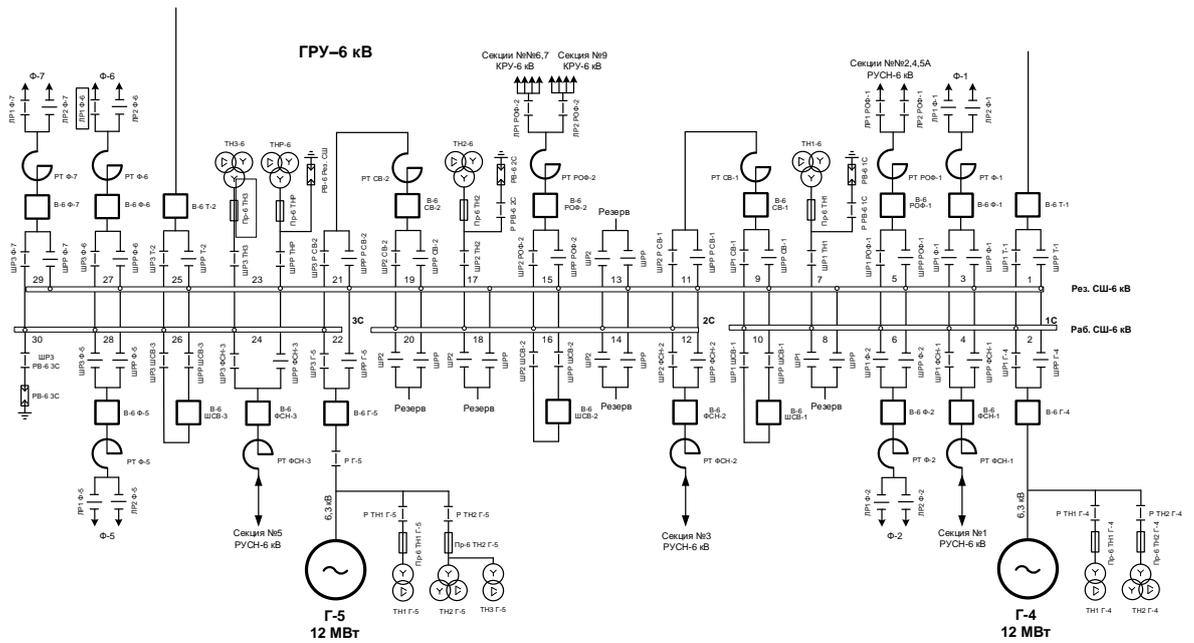


Рисунок А.10 – Схема РУ СН Райчихинской ГРЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

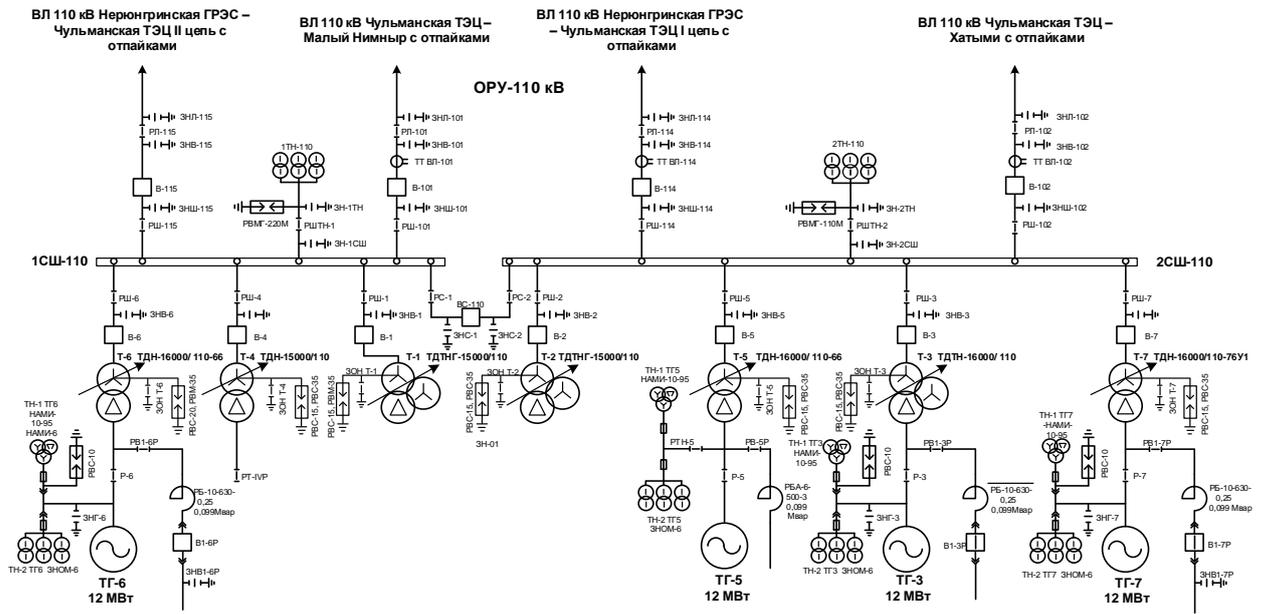


Рисунок А.11 – Схема РУ ВН Чульманской ТЭЦ

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

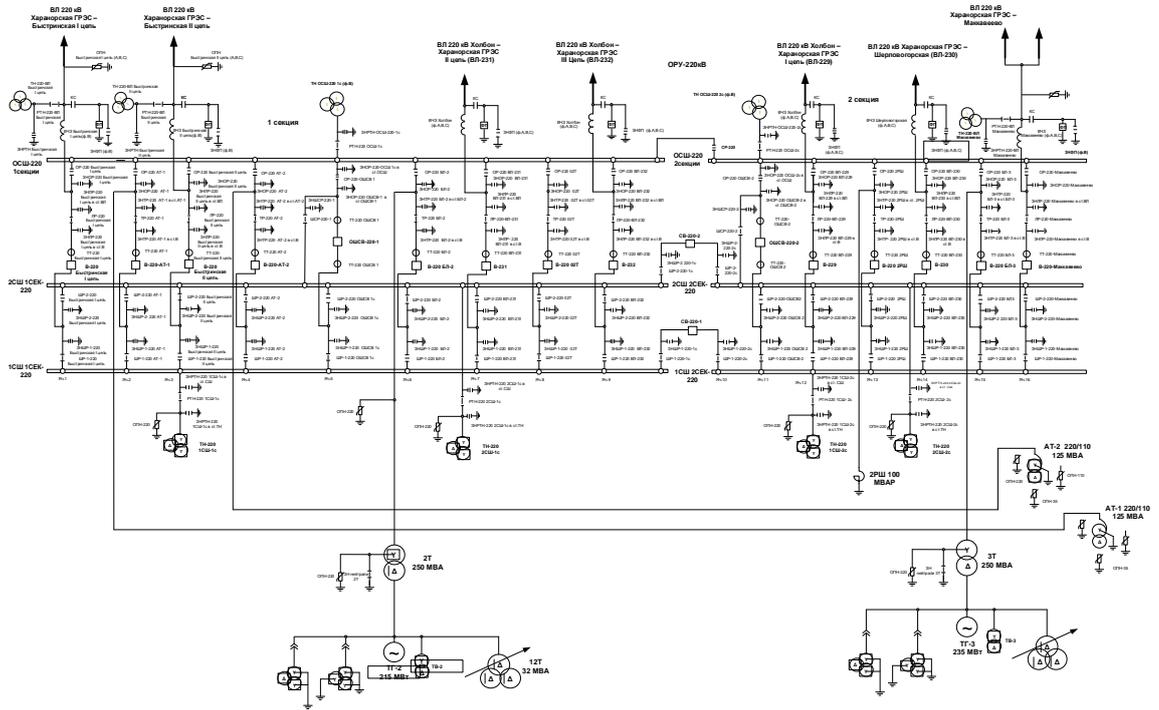


Рисунок Б.1 – Схема РУ ВН Харанорской ГРЭС

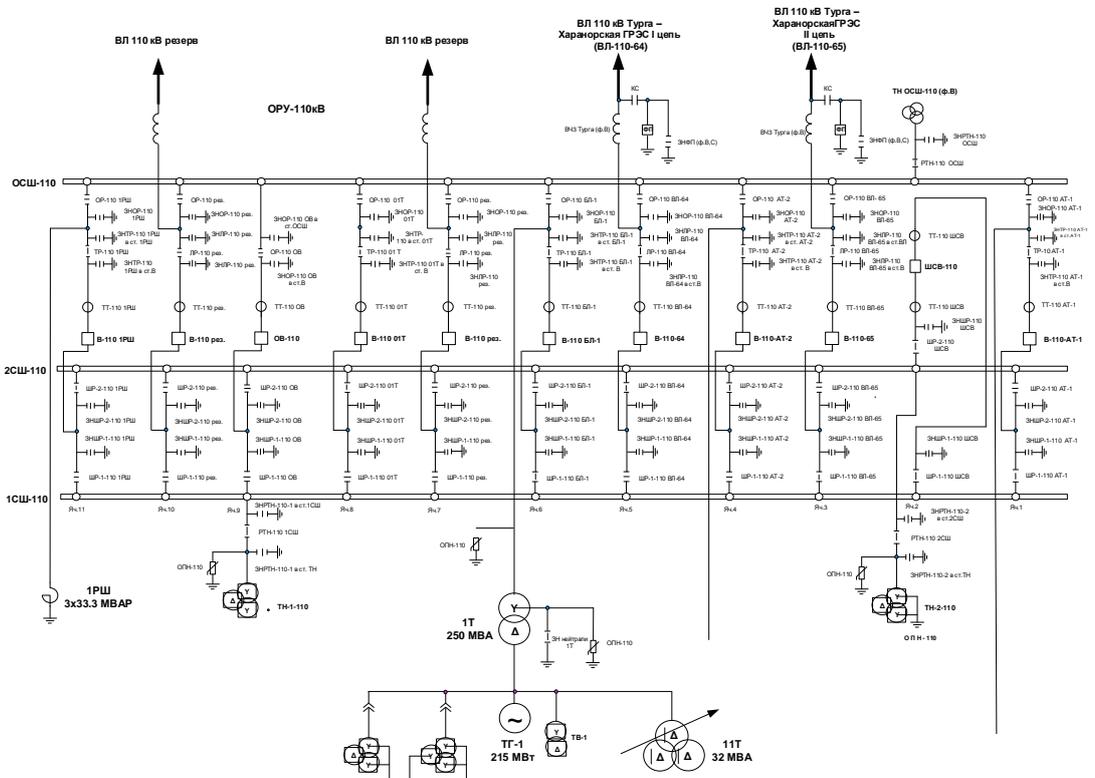


Рисунок Б.2 – Схема РУ СН Харанорской ГРЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

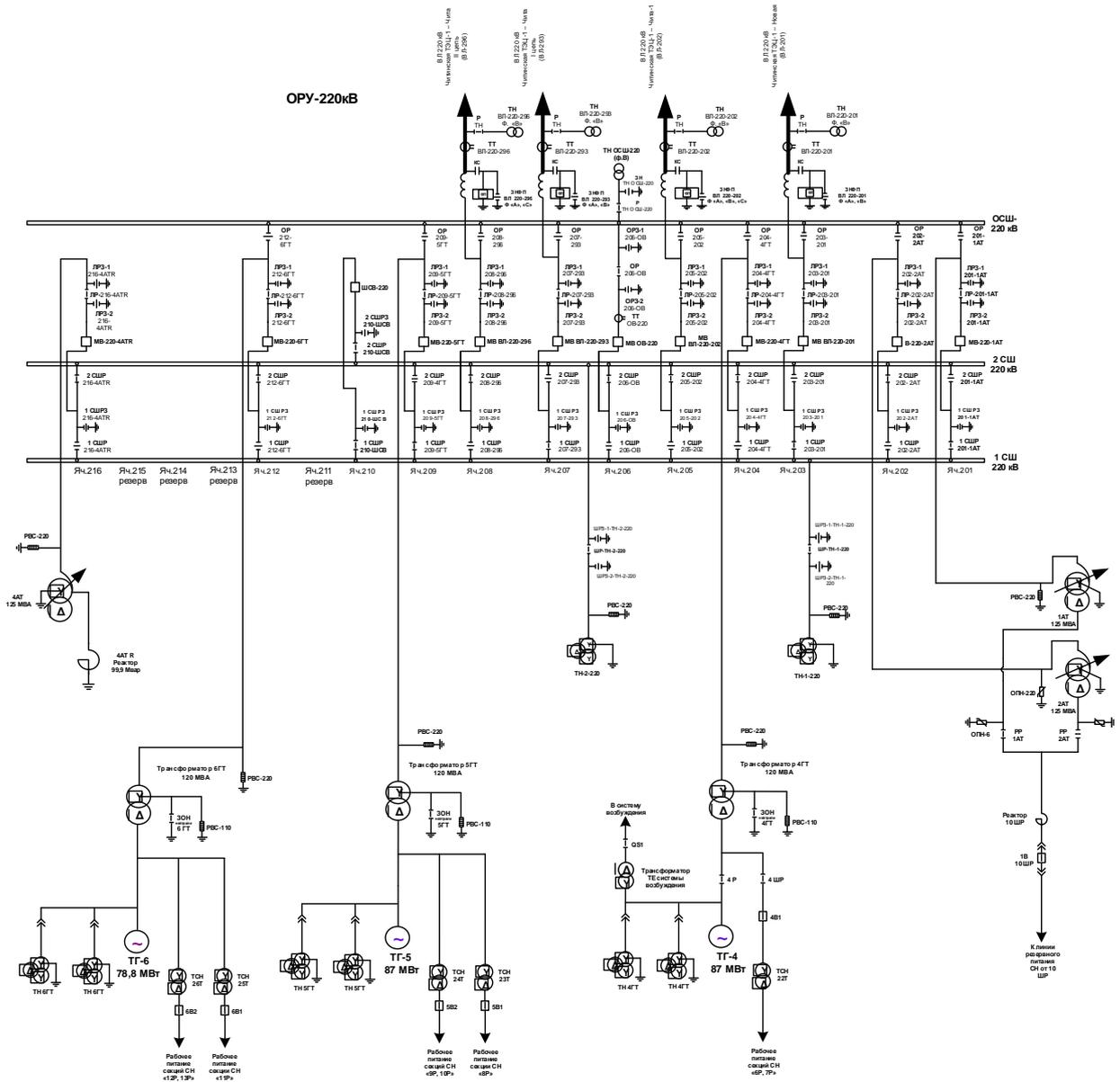


Рисунок Б.3 – Схема РУ ВН Читинской ТЭЦ-1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

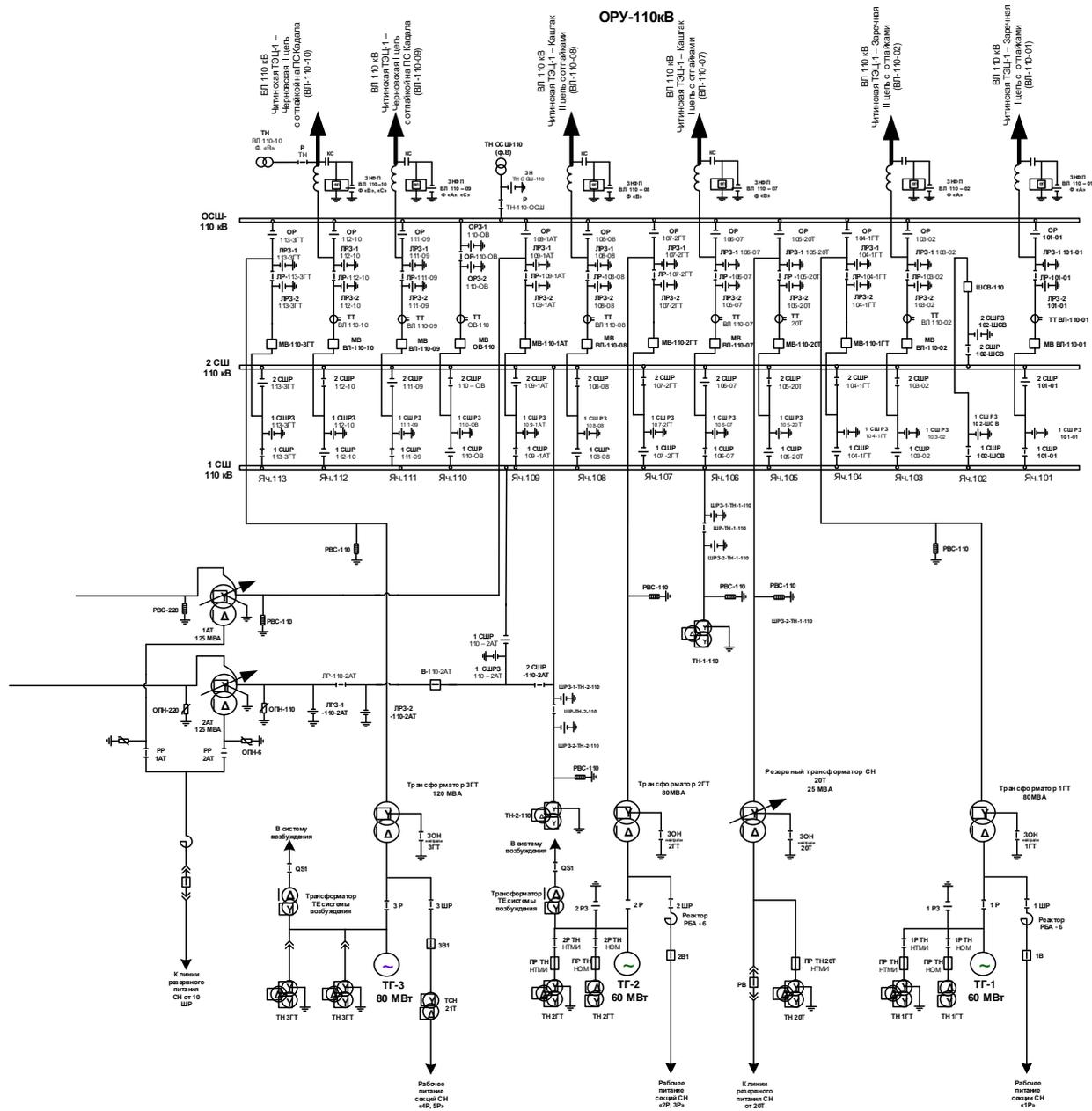


Рисунок Б.4 – Схема РУ СН Читинской ТЭЦ-1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

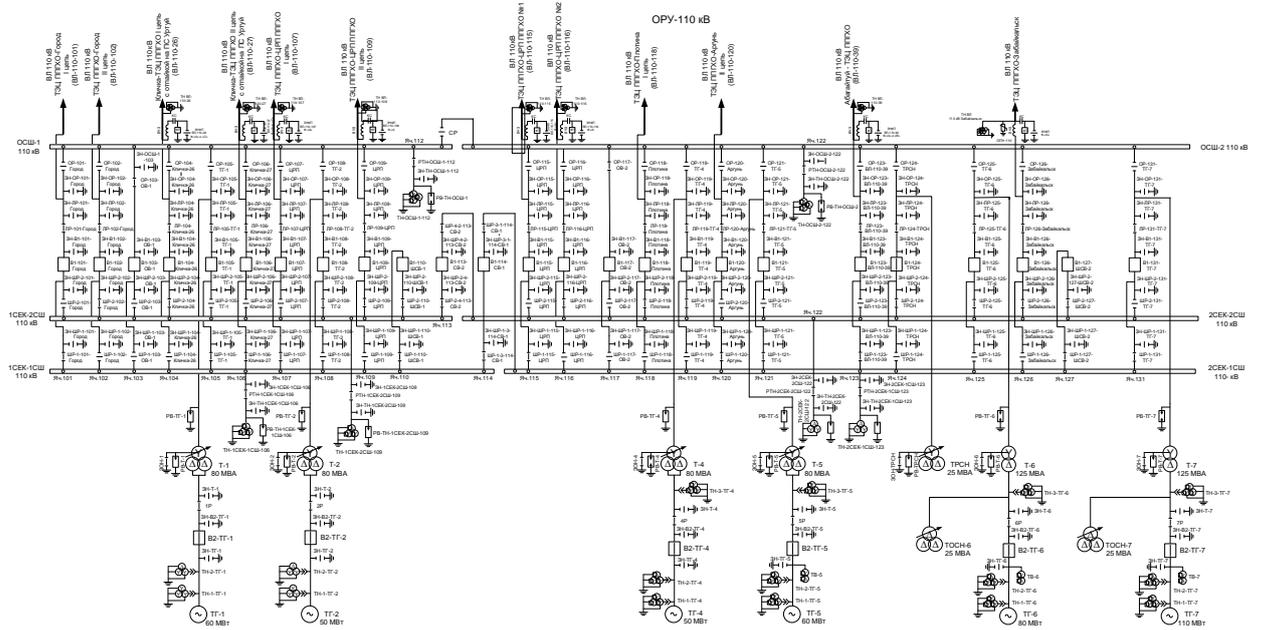


Рисунок Б.5 – Схема РУ ВН ТЭЦ ППГХО

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

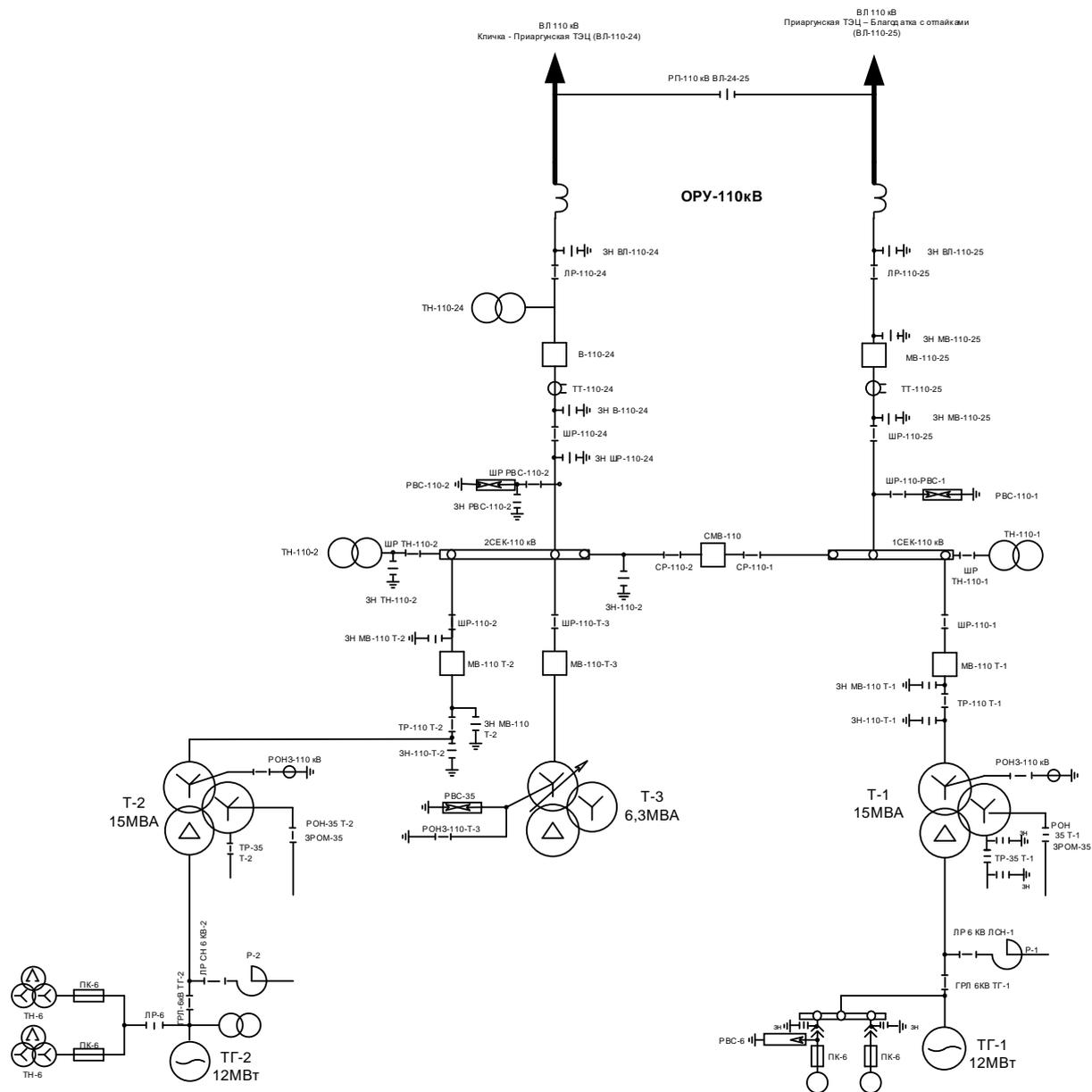


Рисунок Б.6 – Схема РУ ВН Приаргунской ТЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

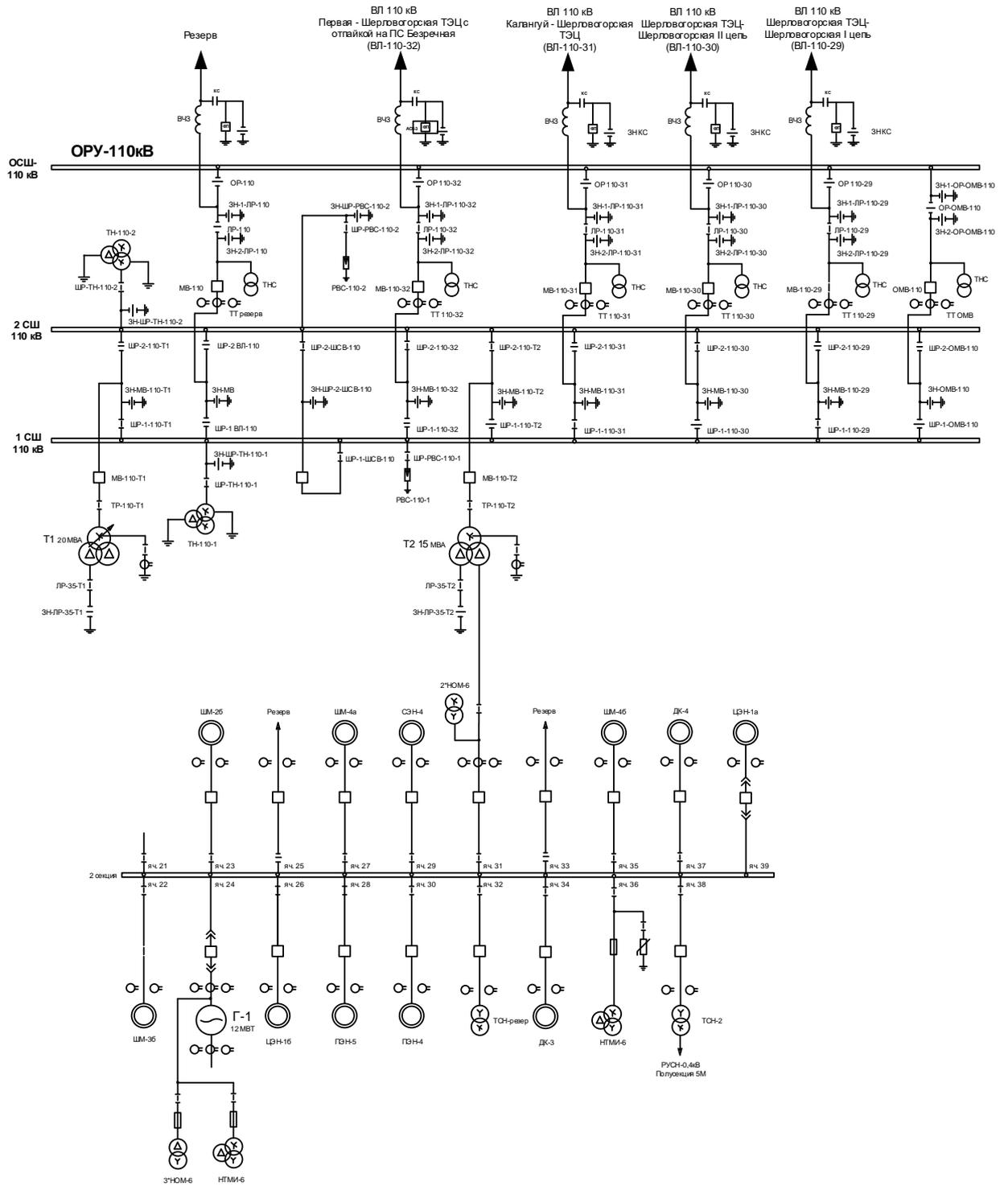
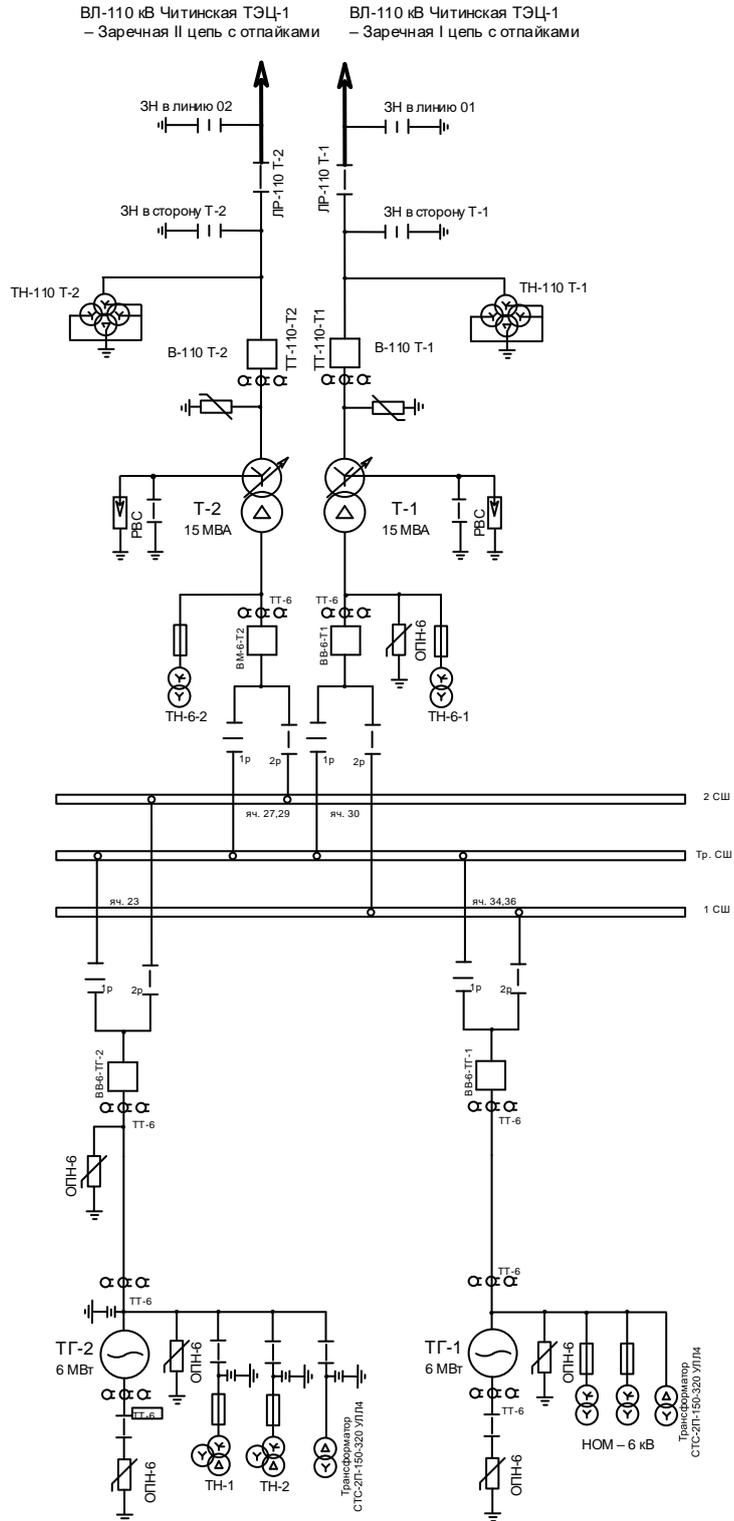


Рисунок Б.7 – Схема РУ ВН Шерловгорская ТЭЦ

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б



ПРИЛОЖЕНИЕ В

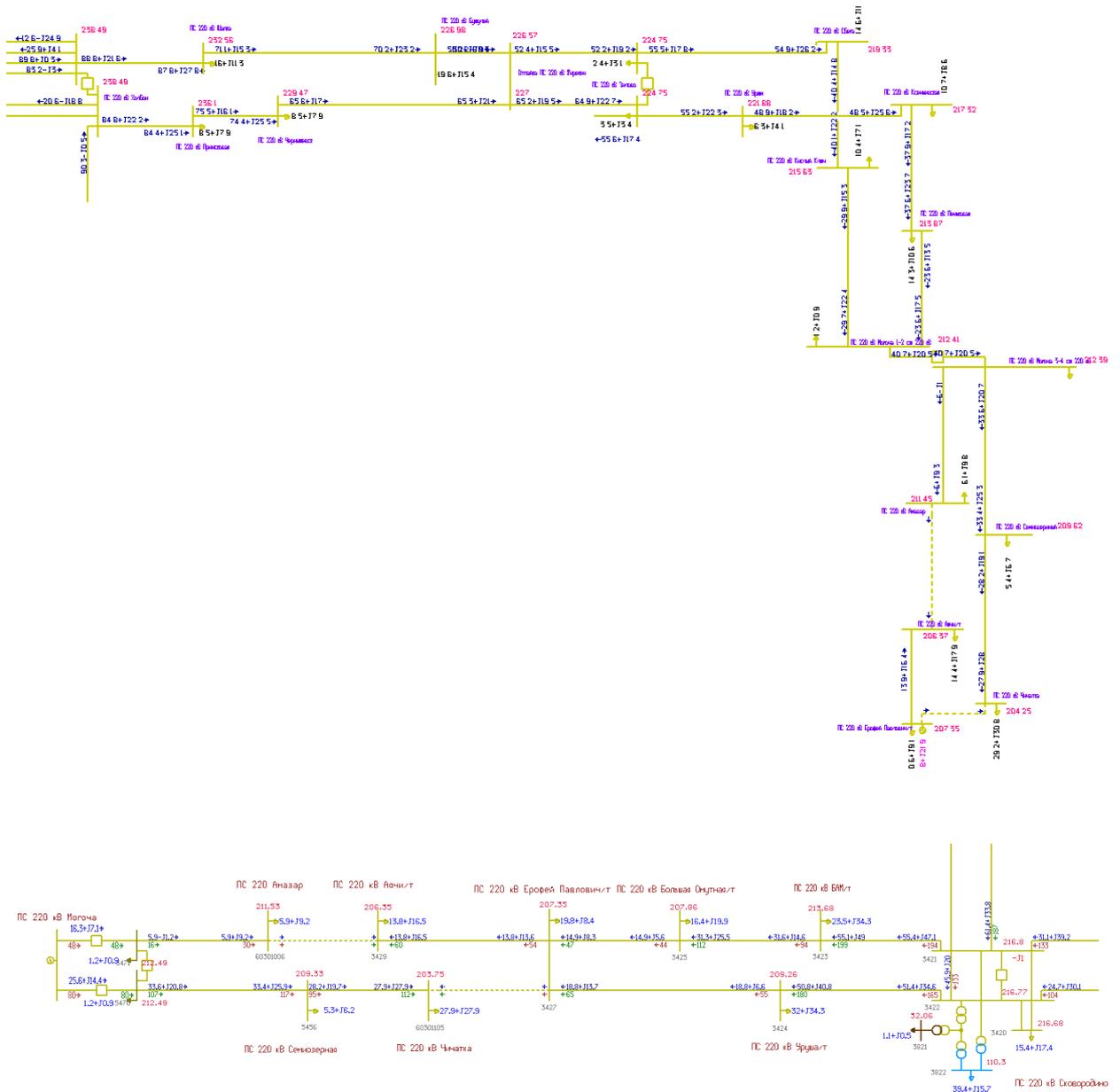


Рисунок В.1 – Схемы нормального режима существующей сети

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

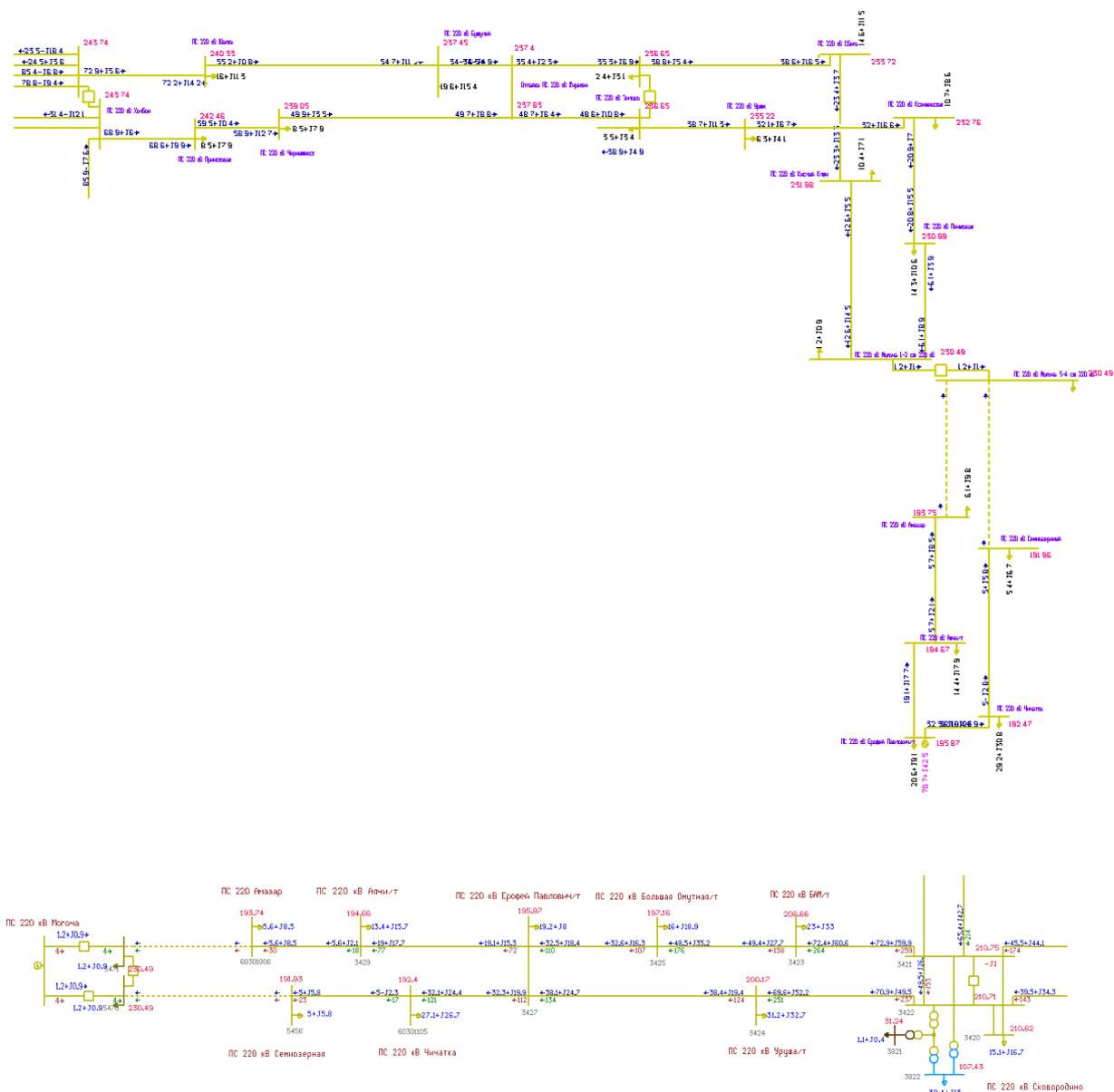


Рисунок Г.1 – Схемы режимов, при переносе точки деления сети по варианту №1

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

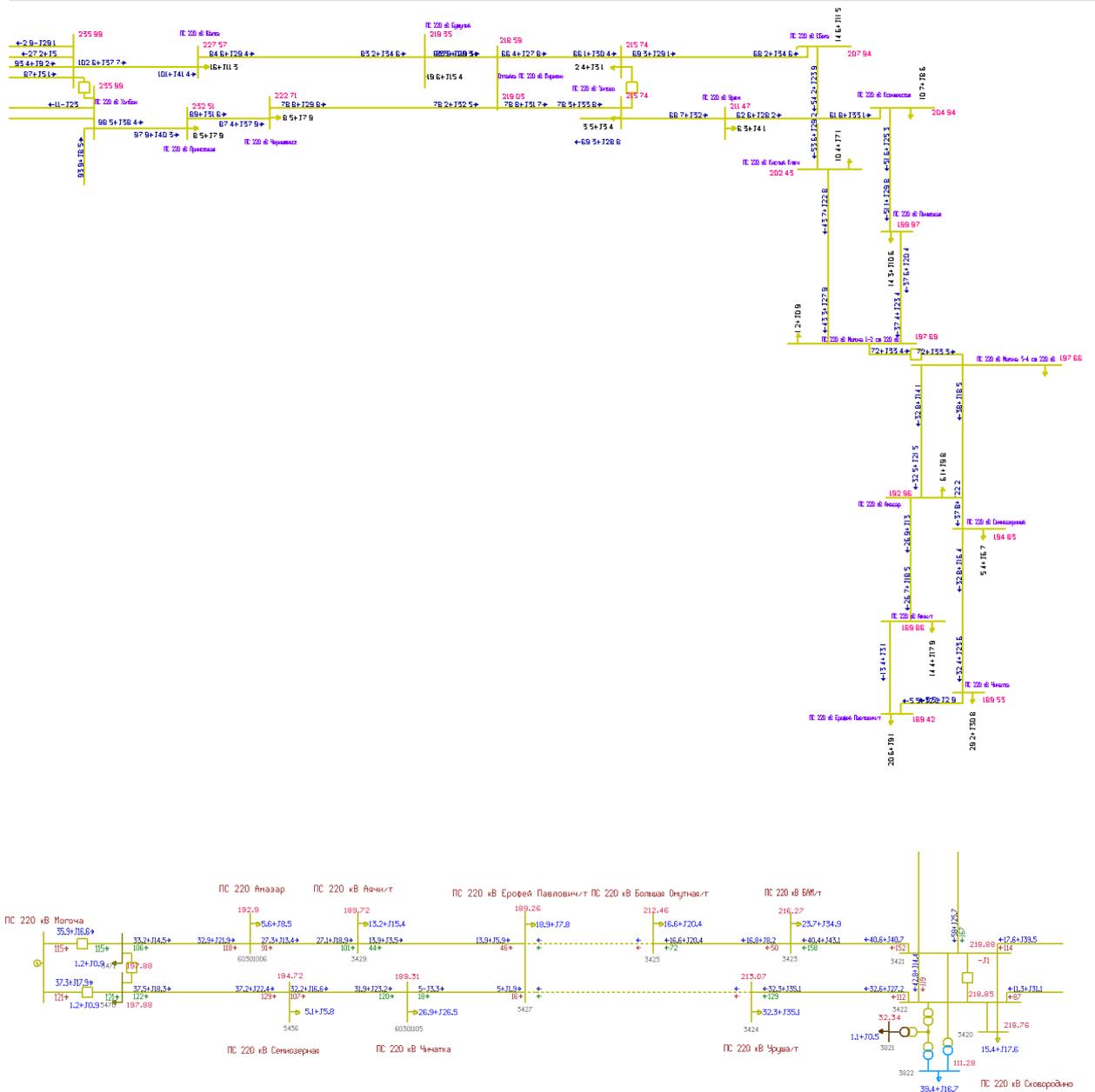


Рисунок Д.1 – Схемы режимов, при переносе точки деления сети по варианту №2

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

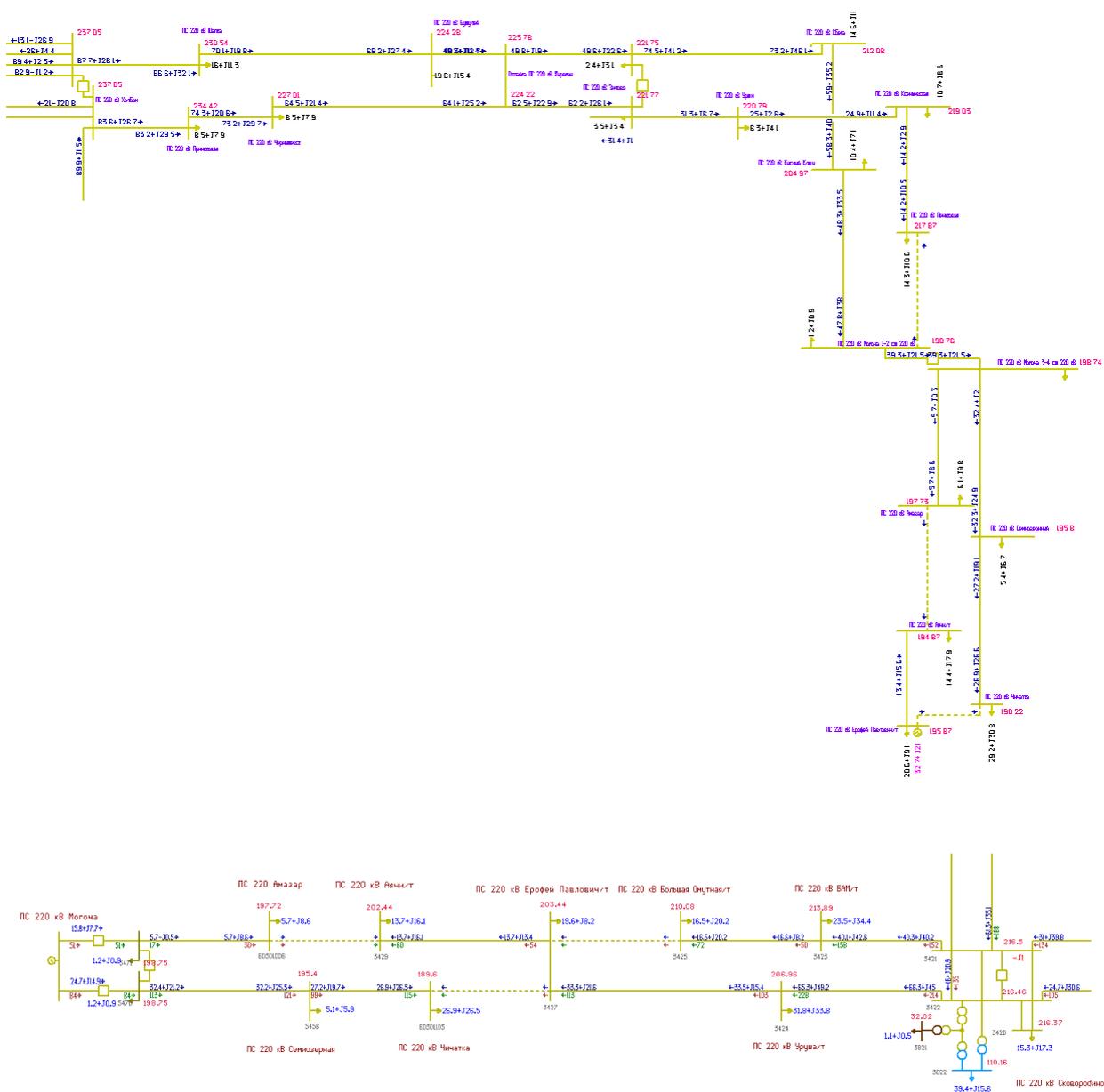


Рисунок Е.1 – Схемы режимов, при нормативных возмущениях I группы

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

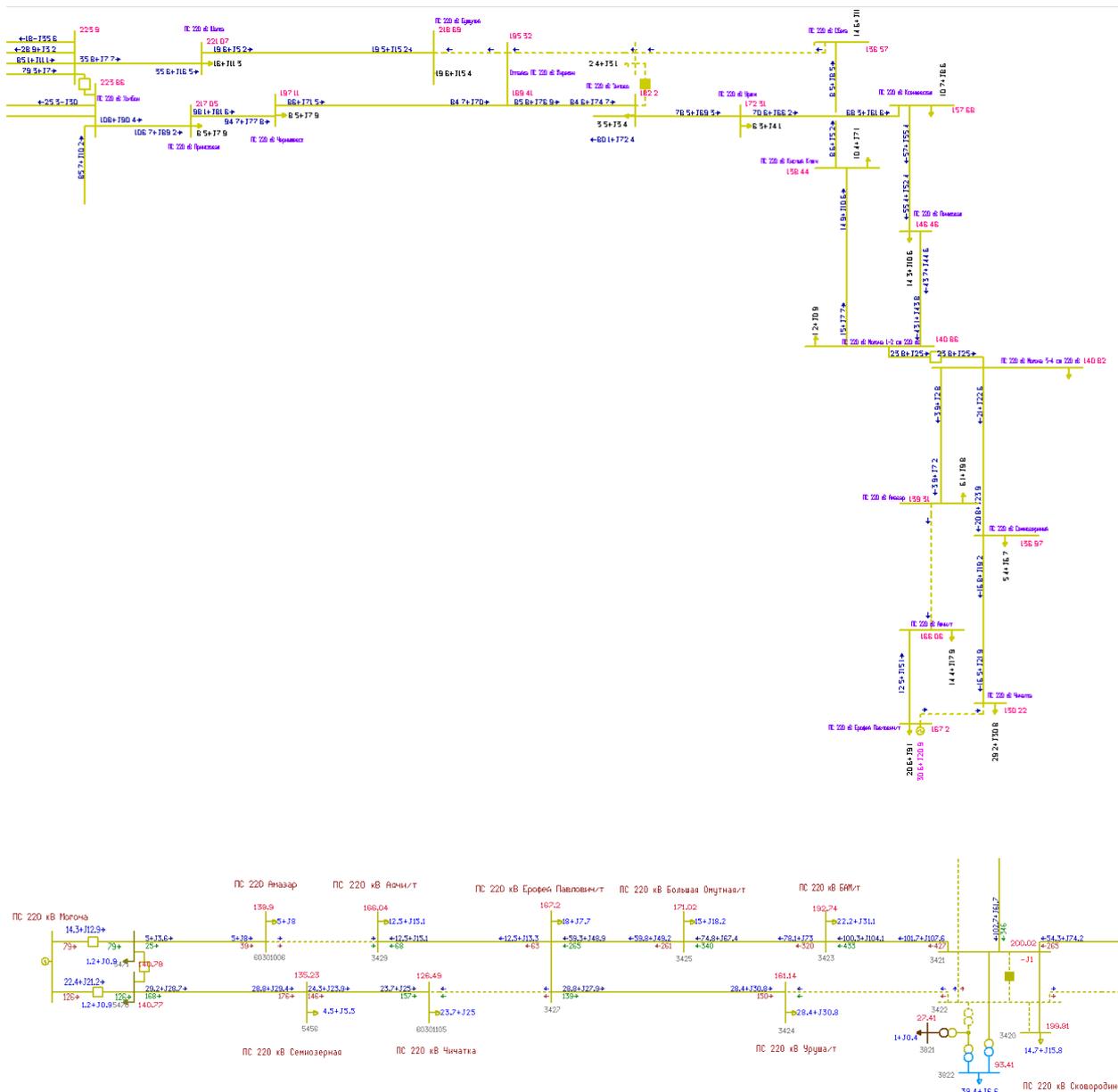


Рисунок Е.1 – Схемы режимов, при нормативных возмущениях III группы

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

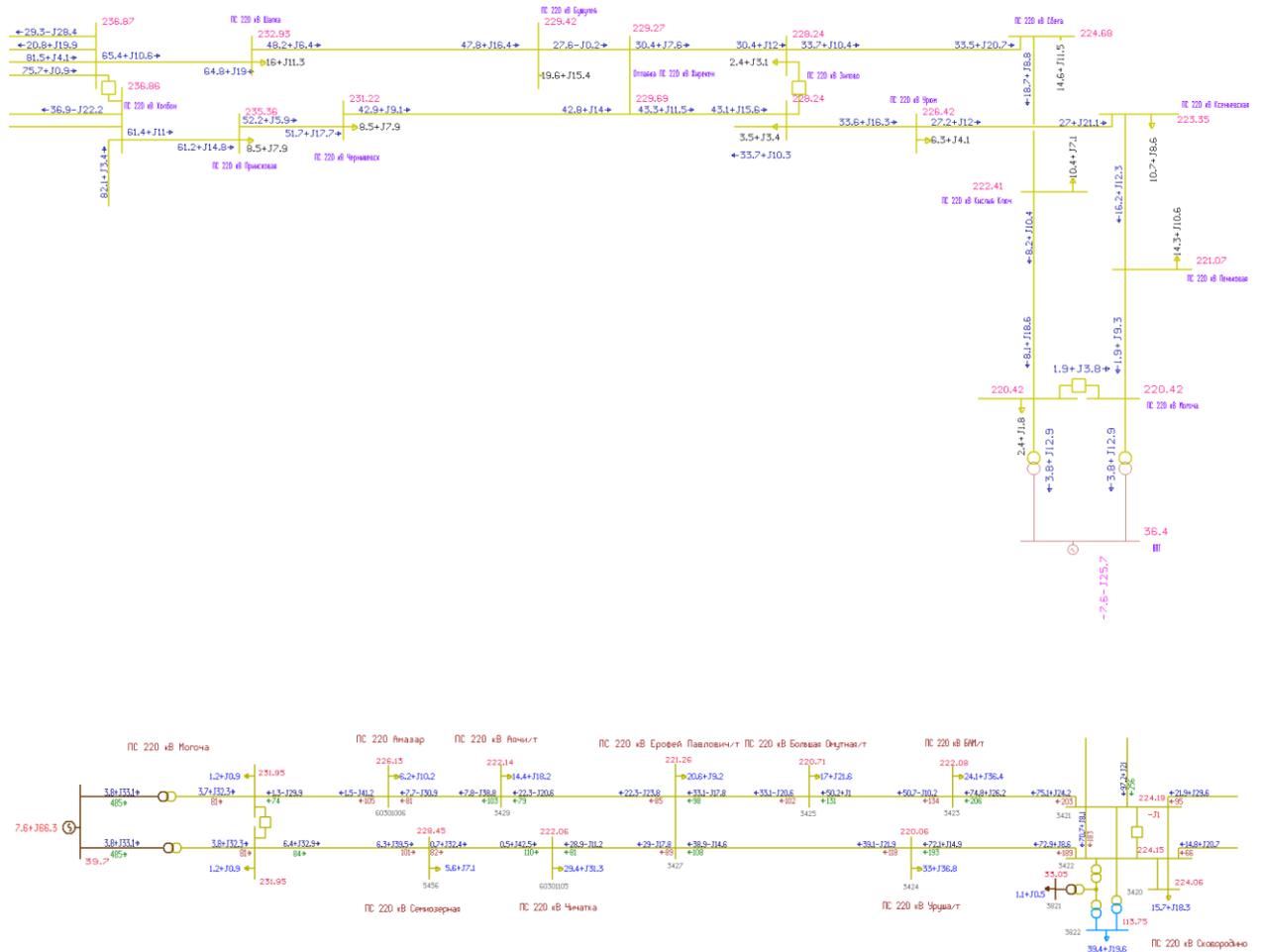


Рисунок Л.1 – Схемы режимов, при выдаче мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока

ПРИЛОЖЕНИЕ П

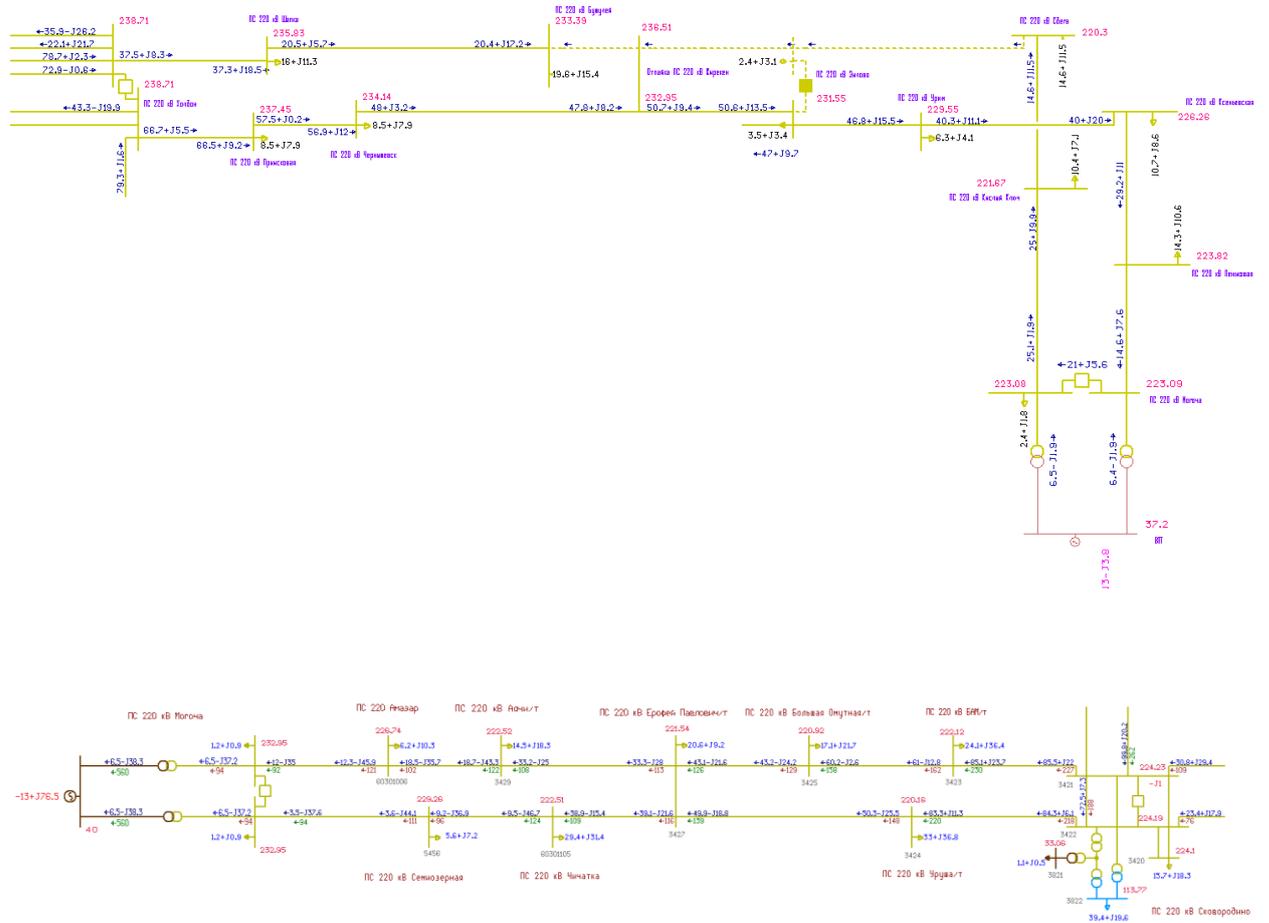


Рисунок П.1 – Схемы режимов при аварийном отключении 1С-220 на ПС 220
кВ Зилово

ПРИЛОЖЕНИЕ Р

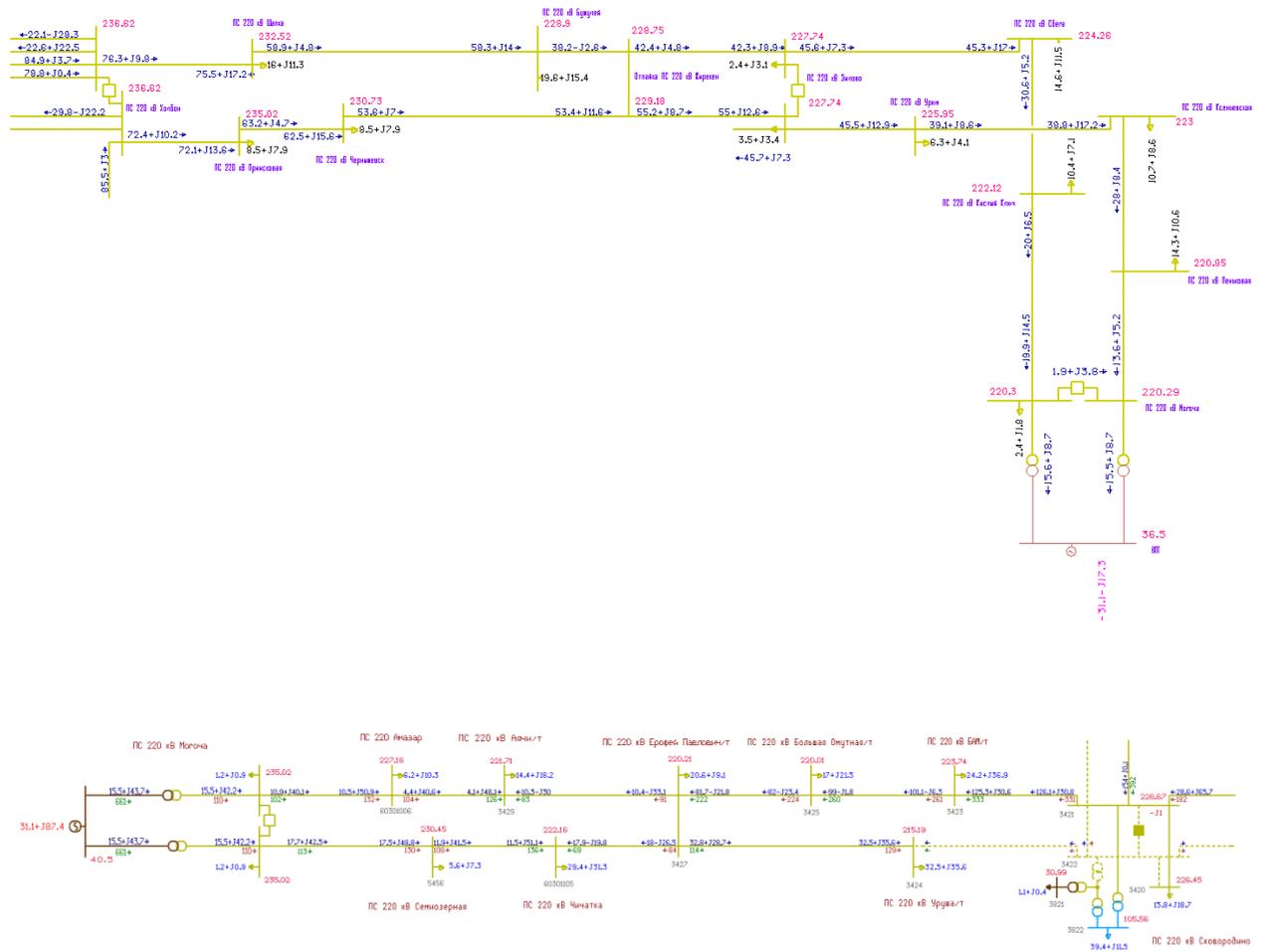


Рисунок Р.1 – Схемы режимов при аварийном отключении 2С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино

ПРИЛОЖЕНИЕ С

Таблица С.1 – Технические данные трансформатора ТДЦ – 200000/220-У1

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерений	Значение параметров
1	Тип трансформатора		ТДЦ – 200000/220-У1
2	Завод – изготовитель		ООО «Тольятинский трансформатор»
3	Номинальная мощность	кВА	200000
4	Номинальное напряжение		
	ВН	кВ	242
	НН	кВ	38,5
5	Номинальная частота	Гц	50
6	Ток холостого хода	%	0,3
7	Потери		
	Холостого хода	кВт	200
	Короткого замыкания	кВт	580,5
8	Напряжение КЗ	%	10,85
9	Схема и группа соединения обмоток		Ун/Д–11
10	Способ и диапазон регулирования		ПБВ
11	Габариты	мм	8500 x 5000 x 8350
12	Масса		
	Полная	т	182
	Масла	т	30
13	Система охлаждения		ДЦ

Таблица С.2 – Технические данные трансформатора ТДЦ – 160000/220-У1

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерений	Значение параметров
1	2	3	4
1	Тип трансформатора		ТДЦ – 160000/220-У1
2	Завод – изготовитель		ТОО «Аврора Энерджи»
3	Номинальная мощность	кВА	160000
4	Номинальное напряжение		
	ВН	кВ	242
	НН	кВ	38,5
5	Номинальная частота	Гц	50
6	Ток холостого хода	%	0,45
7	Потери		
	Холостого хода	кВт	167
	Короткого замыкания	кВт	580
8	Напряжение КЗ	%	11
9	Схема и группа соединения обмоток		Ун/Д–11

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ С

Продолжение таблицы С.2

10	Способ и диапазон регулирования		ПВВ
11	Габариты	мм	6345 x 2645 x 4400
12	Масса		
	Полная	т	140,2
	Масла	т	31,2
13	Система охлаждения		ДЦ

ПРИЛОЖЕНИЕ Т

Таблица Т.1 – Параметры КРУЭ 220 кВ компании Siemens марки 8DN9

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	245
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальная частота	Гц	50
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты по отношению к земле	кВ	460
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	530
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса по отношению к земле	кВ	1050
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	1200
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25 +40

Таблица Т.2 – Параметры силовых выключателей КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	245
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Собственное время отключения	мс	56
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	31,5
Номинальный ток отключения аперiodической составляющей	кА	37
Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Пружинный

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Т

Таблица Т.3 – Параметры разъединителей и заземлителей КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	245
Номинальный ток	А	1250
Время включения	с	4
Время отключения		4
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Таблица Т.4 – Параметры трансформаторов тока КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	245
Номинальный ток	А	750 (600)
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2S	ВА	20
Мощность обмоток для РЗиА, класса точности 10Р	ВА	30
Коэффициент трансформации		750/5 (600/5)
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Таблица Т.5 – Параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	245
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2	ВА	100
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,5	ВА	100
Мощность обмотки для РЗиА, класса точности 3Р	ВА	45

ПРИЛОЖЕНИЕ У

Таблица У.1 – Параметры КРУЭ 35 кВ компании Siemens марки 8DA10

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	40,5
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	42
Номинальная частота	Гц	50
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты по отношению к земле	кВ	85
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	90
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса по отношению к земле	кВ	185
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	220
Номинальный ток	А	5000
Номинальный ток термической стойкости	кА	40
Номинальный ток динамической стойкости	кА	100
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>35
Температура среды	градус Цельсия	-5 +55

Таблица У.2 – Параметры силовых выключателей КРУЭ 8DA10 35 кВ

Номинальное напряжение	кВ	40,5
Номинальный ток	А	5000
Номинальный ток термической стойкости	кА	40
Номинальный ток динамической стойкости	кА	100
Собственное время отключения	мс	95
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	40
Номинальный ток отключения апериодической составляющей	кА	43
Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Пружинный

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ У

Таблица У.3 – Параметры разъединителей и заземлителей КРУЭ 8DA10 35 кВ

Номинальное напряжение	кВ	40,5
Номинальный ток	А	5000
Время включения	с	3
Время отключения		3
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Номинальный ток термической стойкости	кА	40
Номинальный ток динамической стойкости	кА	100

Таблица У.4 – Параметры трансформаторов тока КРУЭ 8DA10 35 кВ

Номинальное напряжение	кВ	40,5
Номинальный первичный ток	А	5000 ()
Номинальный вторичный ток	А	5
Число вторичных обмоток		до 6
Класс измерений и учета		0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Классы защиты		5P; 10P
Ток электродинамической стойкости	кА	100
Мощность измерительных обмоток	ВА	20

Таблица У.5 – Параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 8DA10 35 кВ

Номинальное напряжение	кВ	40,5
Номинальное напряжение вторичной обмотки	В	100
Номинальная мощность обмотки измерения класса точность 0,5	ВА	200
Номинальная мощность обмотки измерения класса точность 1	ВА	300