

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 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 202__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Повышение пропускной способности сечения ОЭС Востока – ОЭС Сибири при вводе в работу воздушной линии 220 кВ Даурия Могоча

Исполнитель

студент группы 942 об2

(подпись, дата)

С.А. Ляховец

Руководитель

профессор, докт. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант по безопасности

и экологичности,

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ляховец Сергея Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы Повышение пропускной способности сечения ОЭС Востока – ОЭС Сибири при вводе в работу воздушной линии 220 кВ Даурия – Могоча

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты контрольных замеров, нормальная схема электрических соединений Амурской области 500/220/110/35 кВ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района реконструкции электрических сетей; Расчет и анализ электрических нагрузок с учётом прогноза; Разработка вариантов реконструкции электрической сети; Расчет токов короткого замыкания; Проектирование ОРУ 220 кВ ПС 500/220/35/10 кВ Даурия; Релейная защита и автоматика; Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции сети; Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции сети; Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Карта-схема ОЭС Востока; Конкурентоспособные варианты электрической сети; Однолинейная схема ОРУ 220 и 35 кВ подстанции Даурия 500/220/35/10, План ОРУ 220 и 35 кВ подстанции Даурия 500/220/35/10; Микропроцессорная защита трехобмоточного трансформатора типа «Сириус-Т» ПС 500/220/35/10 кВ Даурия; Максимальный и минимальный режимы электроэнергетической сети.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков.

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина, Зав. кафедрой энергетики, доктор. техн. наук, профессор.

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 146 с., 1 приложение, 14 рисунков, 48 таблиц, 33 источника.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ, СЕЧЕНИЕ, ОБЪЕДИНЕННАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Актуальность рассматриваемой темы выпускной квалификационной работы заключается в следующем: в связи с перспективой на объединение двух энергосистем, возникает необходимость в реконструкции имеющейся электрической сети.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в обеспечении требуемой пропускной способности электрических сетей Западного энергорайона Амурской области, позволяющего как подключить новый электросетевой объект, так и улучшающего режимную ситуацию рассматриваемого района.

В выпускной квалификационной работе был выбран оптимальный вариант подключения новых электросетевых элементов, повышающих пропускную способность электрических сетей Западного энергорайона Амурской области приблизительно в 1,5 раза.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	7
Определения, обозначения и сокращения	8
Введение	9
1 Характеристика Западного энергорайона Амурской области	12
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Западного энергорайона Амурской области	12
1.2 Выбор эквивалента электрической сети Западного энергорайона Амурской области	16
1.3 Характеристика электрических сетей Западного энергорайона Амурской области	18
1.4 Анализ существующих режимов	27
1.4.1 Выбор и характеристика пвк для расчета режимов	27
1.4.2 Подготовка исходных данных существующей электрической сети	27
1.4.3 Верификация математической модели	30
1.4.4 Анализ существующих режимов	31
1.5 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	41
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	44
2.1 Вероятностные характеристики электрической нагрузки	44
2.2 Расчет и электрических нагрузок с учётом прогноза	47
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	49
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при её реконструкции	49
3.2 Выбор номинального напряжения	53
3.3 Компенсация реактивной мощности	53
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих	55
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции сети	56

4 Расчет токов короткого замыкания	59
5 Проектирование ОРУ 220 и ЗРУ 35 кВ подстанции 500/220/35/10 кВ Даурия	63
5.1 Разработка однолинейной схемы подстанции	63
5.2 Выбор комплектных распределительных устройств	64
5.3 Выбор выключателей	65
5.4 Выбор разъединителей	68
5.5 Выбор трансформаторов тока	69
5.6 Выбор трансформаторов напряжения	73
5.7 Выбор сборных шин и изоляторов	76
5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	81
5.9 Выбор аккумуляторных батарей	82
5.10 Разработка заземления и молниезащиты	86
5.11 Выбор и проверка опн	91
6 Релейная защита и автоматика	95
6.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети	95
6.2 Релейная защита силового трансформатора	95
6.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита	95
6.2.2 Максимальная токовая защита	99
6.2.3 Защита от перегрузки	101
6.2.4 Газовая защита	101
6.3 Релейная защита линии электропередачи	103
6.4 Автоматика управлением выключателя	103
7 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции электрической сети	105
7.1 Подготовка исходных данных для расчета	105
7.2 Расчет максимального режима и его анализ	106
7.3 Расчет минимального режима и его анализ	111

8 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции сети	116
8.1 Расчет капиталовложений	116
8.2 Расчет потерь электроэнергии	119
8.3 Расчет эксплуатационных издержек	120
8.4 Определение приведенных дисконтированных затрат и чдд	121
9 Безопасность и экологичность	123
9.1 Безопасность	123
9.2 Экологичность	126
9.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	127
9.2.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова	128
9.2.3 Мероприятия по охране растительного и животного мира	130
9.2.4 Источники шумового воздействия	132
9.3 Пожарная безопасность	134
9.3.1 Описание системы обеспечения пожарной безопасности объекта капитального строительства	134
9.3.2 Обоснование противопожарных расстояний	135
9.3.3 Описание и обоснование проектных решений по наружному противопожарному водоснабжению, по определению проездов и подъездов для пожарной техники	136
9.3.4 Описание и обоснование принятых конструктивных и объемно-планировочных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности строительных конструкций	137
Заключение	141
Библиографический список	143
Приложение А – Выбор оборудования	147

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.105-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертёж

ГОСТ 2.316-68 ЕСКД Правила нанесения на чертёж надписей, технических требований и таблиц

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования

ГОСТ 2.701-84 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 3.1103-93 ЕСКД. Основные требования к формам и бланкам документов

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокая сторона;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ИП – источник питания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкая сторона;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – объединенная электроэнергетическая система;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- РПН – регулирование под напряжением;
- СТ – силовой трансформатор;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЭДС – электродвижущая сила;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Единая энергетическая система России – это совокупность производственных и иных имущественных объектов энергетики, связанные единым процессом производства и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления.

Благодаря уникальному электроэнергетическому комплексу и системе оперативно-диспетчерского управления, обеспечивается одновременное электроснабжение 70 регионов страны, а также достигаются значительные показатели безаварийной работы.

В настоящее время ЕЭС РФ разделена на две ценовые зоны и несколько неценовых регулируемых зон. Ко второй ценовой зоне относятся, например, территория Сибири, в то время как, например, территория Дальнего Востока – неценовая зона оптового рынка электроэнергии и мощности. Эти две объединенные энергосистемы (ОЭС Сибири и ОЭС Востока) также относятся к разным синхронным зонам ЕЭС России, поскольку в настоящее время обладают слабыми межсистемными связями.

Актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы состоит в следующем: из-за прогнозируемого роста нагрузки и объемов электропотребления, изолированной работы первой и второй синхронных зон при существующем электросетевом хозяйстве приводит к значительной нагрузке оборудования, быстрому старению изоляции, что в свою очередь может снизить надежность электроснабжения потребителей, низкой пропускной способности.

Из вышесказанного следует, что увеличение числа межсистемных связей и соответственно пропускной способности позволит выйти в перспективе на постоянную параллельную синхронную работу двух изолированных энергосистем, покрытие прогнозируемых нагрузок, достичь значительного экономического роста и решить задачу оптимизации режимов.

Исходя из темы работы, можно описать предмет и объект исследования: предмет – пропускная способность линий электропередачи, объект – вводимая воздушная линия 220 кВ Даурия – Могоча.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в обеспечении требуемой пропускной способности электрических сетей Западного энергорайона Амурской области, позволяющего как подключить новый электросетевой объект, так и улучшающего режимную ситуацию рассматриваемого района [1].

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- разработать варианты реконструкции электрической сети и выбрать оптимальный;
- произвести выбор оборудования на проектируемой подстанции;
- произвести расчет и выбор релейной защиты и автоматики;
- произвести расчет и анализ установившихся режимов до и после реконструкции электрической сети;
- оценить инвестиционную привлекательность принятого варианта реконструкции сети;
- оценить безопасность и экологичность проекта.

Основная часть выпускной квалификационной работы состоит из следующих разделов:

- характеристика Западного энергорайона Амурской области;
- расчет электрических нагрузок с учётом прогноза;
- расчет токов короткого замыкания;
- проектирование ОРУ 220 и ЗРУ 35 кВ подстанции 500/220/35/10 кВ Даурия;
- релейная защита и автоматика;
- расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции электрических сетей;

– инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции сети;

– безопасность и экологичность.

В первой главе было дано климато-географическое описание Западного энергорайона Амурской области и Могочинского района Забайкальского края, ввиду того, что новая ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча пересекает территории двух энергосистем, сделан анализ режимов существующей сети. Во второй главе произведен расчет электрических нагрузок. В третьей главе были разработаны четыре варианта реконструкции электрической сети и выбран наиболее оптимальный. В четвертой главе рассчитаны токи короткого замыкания на проектируемой подстанции. В пятой главе был выполнен выбор оборудования на подстанции Даурия в части ОРУ 220 кВ и ЗРУ 35 кВ. В шестой главе была выбрана и рассчитана релейная защита и автоматика для новой подстанции. В седьмой главе был выполнен расчет и анализ режимов с учетом перспективного роста электрической нагрузки выбранного варианта реконструкции сети. В восьмой главе оценена инвестиционная привлекательность проекта. В девятой главе описаны безопасность и экологичность принятого проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются, как лицензионные, так и находящиеся в свободном доступе программные комплексы: Операционная система MS Windows 10 Education, RastWin3 Базовый комплект, Mathcad Education – University Edition, LibreOffice, Chrome.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена из 7 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАДНОГО ЭНЕРГОРАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Краткая характеристика района реконструкции электрических сетей требуется для выполнения корректного отображения и дальнейшего анализа данных по климатогеографическим показателям, необходимым для проектирования. Помимо этого, необходимо описать ближайшие источники питания района проектирования с целью выбора эквивалента сети, с которым предстоит работать в дальнейшем.

Также в данном разделе необходимо произвести оценку существующих режимов рассматриваемой электрической сети с целью определения потенциально слабых узлов, слабо- или сильнозагруженных ЛЭП и сетевых элементов.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Западного энергорайона Амурской области

Амурская область входит в состав Дальневосточного Федерального округа и располагается на юго-востоке Российской Федерации, между Становым хребтом на севере и рекой Амур на юге. На юге проходит государственная граница с Китайской Народной Республикой. На западе область граничит с Забайкальским краем, на севере — с Республикой Саха (Якутия) и на востоке — с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Почти вся территория области расположена в бассейне реки Амур.

Амурская область занимает ключевое место в транспортной системе Дальнего Востока. Через нее проходят важнейшие транспортные коридоры, связывающие Россию со странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

По территории области проходят крупнейшие железнодорожные магистрали (Транссибирская и Байкало-Амурская) с выходом на морские порты Приморского края (Находка, Восточный, Владивосток) и Хабаровского края (Ванино, Советская Гавань) общей протяженностью около 3 тыс. км.

В настоящее время структура промышленного производства имеет энергетически-сырьевую направленность. Основную удельный вес занимают энергетика и золотодобыча.

Согласно основным направлениям социально-экономического развития Амурской области, можно выделить шесть центров экономического развития: газопереработки, добычи полезных ископаемых, агропромышленный, энергетический, туристско-рекреационный и космический, в рамках которых планируется реализация мероприятий капитального строительства, капитального ремонта, модернизации социальной, транспортной и жилищно-коммунальной инфраструктуры.

Забайкальский край – субъект Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа. Административный центр – г. Чита.

Регион обладает значительным и практически не реализованным гидроэнергетическим потенциалом, большими запасами древесины, ценными для Забайкалья чернозёмными и каштановыми почвами. Край обладает крупнейшими в стране разведанными запасами меди, молибдена, золота, запасами олова, тантала и полиметаллических руд.

Основными направлениями специализации экономики Забайкальского края являются добыча полезных ископаемых, производство и распределение электроэнергии, газа и воды. В обрабатывающих производствах – цветная металлургия, производство машин и оборудования и производство пищевых продуктов. Их совокупная доля в общей структуре промышленного производства края составляет более 90%.

В целом для Амурской области характерна холодная, сухая и малоснежная зима; сухая, ветреная, весна; сухое в первой и дождливое во второй половине лето; тёплая, солнечная осень.

Муссоны обуславливают распределение осадков по сезонам. За холодный период (ноябрь – март) их выпадает обычно в несколько раз меньше, чем за тёплый период (апрель – октябрь).

Распределение осадков по территории области неравномерно. Их количество увеличивается с запада и юго-запада на восток и северо-восток. В северо – восточных и восточных районах их величина составляет 800 – 1000 мм. Большое количество осадков выпадает в горах на востоке области. В районах, приближенных к нижнему течению реки Зeya, осадков выпадает меньше.

Для всей области характерен летний максимум осадков. На летние месяцы приходится до 70% их годовой нормы. Снегопады начинаются в северных районах (верховья р. Зeya) в сентябре – начале октября, в южных (Зейско – Буреинская равнина) – первой половине ноября.

Могочинский район, в котором расположен г. Могоча с ПС 220 кВ Могоча, находится на северо-востоке Забайкальского края. С востока граничит с Амурской областью, с юга — со Сретенским районом и КНР, с запада с Чернышевским и Газимуро-Заводским районами, с севера – с Тунгиро-Олекминским и Тунгокоченским районами.

Для территории района характерны горные мерзлотно-таежные глеевые, оподзоленные и дерновые почвы. Восточную часть района занимает Амазарский хребет.

Климат Могочинского района резко континентальный. Могочинский район по основным параметрам близок к северным районам области. Зима — суровая, морозная и продолжительная. Среднемесячная температура января составляет минус 32 градуса по Цельсию, а самая низкая достигала минус 53 градуса по Цельсию. Продолжительность периода со снежным покровом составляет 164 дня, средняя высота снежного покрова 16 см. Лето короткое, довольно теплое. Весна ветреная, засушливая, осень, по сравнению с ней холодная и влажная.

На основе статистической информации и нормативных документов рассматриваются климатические и территориальные обязанности. [4]

Климатические условия для проектируемого участка трассы ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча, выбора местоположения ПС «Даурия», компоновки, выбора

оборудования, необходимы климатические показатели, основные из которых сведены в таблицу 1.

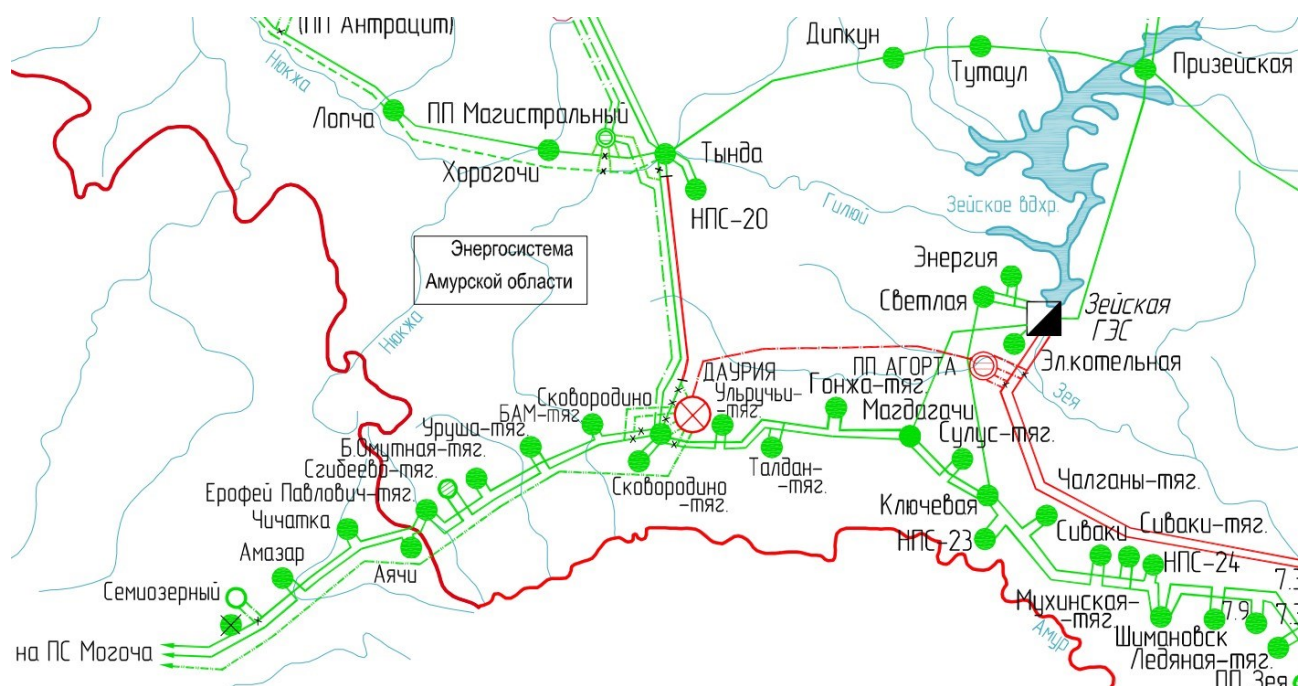


Рисунок 1 – Карта Западного энергорайона Амурской области

Таблица 1 - Климатические характеристики районов

Климатические условия	г. Сковородино	г. Тында	г. Могоча
1	2	3	4
Низшая температура воздуха, °С	-52	-42	-53
Среднегодовая температура воздуха, °С	-4,1	-4,8	-3,4
Высшая температура воздуха, °С	36	23	24
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	8	8	8
Нормативная скорость ветра, м/сек	30	31	29
Район по ветру	II	II	II
Основные направления ветров:			
Весенне-летний период	Юго - Восточный	Юго - Восточный	Северный

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Осенне-зимний период	Северо - Западный	Северо - Западный	Северо - Западный
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30	<30	<30
Число грозových часов в год	20-40	20-40	40-60
Район по пляске проводов	умеренный	умеренный	умеренный
Средняя годовая относительная влажность, %	4	1	1
Район по гололеду	IV	IV	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	23	25	20
Температура гололедообразования, оС	-10	-10	-10
Степень загрязнения атмосферы	I	I	I
Сейсмичность района	7	7	7
Глубина промерзания суглинков и глин, см	245	241	236
Глубина промерзания супесей, песков, мелких пылеватых, см	298	293	289
Глубина промерзания песков крупной и средней крупности, см	320	315	320
Глубина промерзания крупнообломочных грунтов, см	362	361	374

1.2 Выбор эквивалента электрической сети Артёмовского городского округа

Для дальнейшего анализа существующей сети рассматриваемого района необходимо составить эквивалент. Это одна из ответственных задач, так как неверно выбранный эквивалент может привести к серьезным ошибкам при разработке вариантов развития рассматриваемой части системы. Граф эквивалента Западного энергорайона Амурской области представлен на рисунке 2.

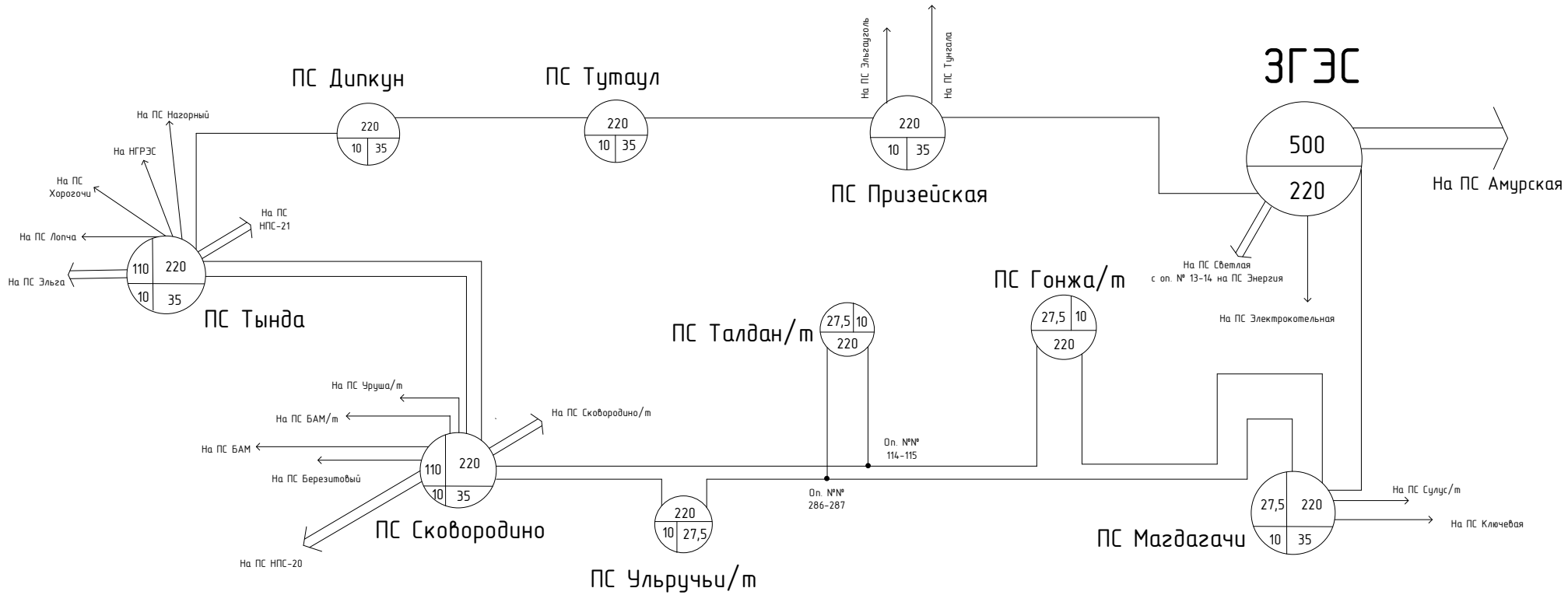


Рисунок 2 – Граф эквивалента электрических сетей Западного энергорайона Амурской области

Анализ существующих режимов сети позволяет сделать вывод о режимной ситуации в сети, а также помогает определиться с необходимостью и мероприятиями в части оптимизации.

Первоначальной задачей в анализе электроэнергетического режима состоит в формировании математической модели сети, в виде связей множества узлов ветвями и решения нелинейного уравнения [7].

Для расчета участка сети простой конфигурации, например последовательно присоединенных нескольких подстанций с одним источником питания, достаточно ручного расчёта. Однако в данной работе рассматриваемая электрическая сеть имеет множество элементов, для расчета режима которой будет использован программно-вычислительный комплекс RastrWin 3.

Рассматриваемый ПВК предназначен для расчёта, оптимизации и анализа уставившихся режимов электроэнергетических сети и систем. Производителем является РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург. Основной пользователь данного комплекса является Системный Оператор Единой Энергетической Системы и его филиалы, а также Федеральная Сетевая Компания, распределительные сетевые компании, например, АО «ДРСК», проектные и научно-исследовательские институты. Интерфейс программно-вычислительного комплекса основан на табличном формате, в котором отображены параметры электрических сети и режима.

Расчетная модель представляет с собой узлы, соединённые между собой ветвями. Ветви по типу делятся на ЛЭП, трансформаторы и выключатели. Узлы делятся по типу на базу, нагрузку, генератор. Линии электропередачи задаются П-образной схемой замещения, трансформаторы Г-образной схемой замещения. Узлы задаются классом номинального напряжения, активной и реактивной мощностями нагрузки, активными и реактивными мощностями генерации, заданным напряжением [12].

1.3 Характеристика электрических сетей Западного энергорайона Амурской области

Энергосистема Амурской области работает в составе Объединенной энергосистемы Востока, которая работает изолированно от Единой энергосистемы России. В ее состав входят энергосистемы Приморского края, Объединенный энергорайон энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон Якутской энергосистемы.

ЭС Амурской области состоит из трех энергорайонов: Западного, Восточного и Центрального. Центральный энергорайон входит в состав Восточного энергорайона.

Энергосистема Амурской области является избыточной, установленная и располагаемая мощности, нагрузка электростанций превышают фактические максимумы потребления мощности в ретроспективе 5 лет.

Западный энергорайон характеризуется отсутствием собственных источников генерации, в виду чего электроснабжение района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ, расположенных в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), и электростанций, расположенных в Восточном энергорайоне энергосистемы Амурской области.

Выдача мощности Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ в ЗЭР ЭС Амурской области осуществляется по двум ЛЭП:

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — Тында
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — Нагорный.

Данные ЛЭП образуют контролируемые сечения «Якутия – Амурэнерго» и «Амурэнерго – Якутия», допустимые перетоки в которых ограничиваются в зависимости от состава оборудования на Нерюнгринской ГРЭС и схемы сети.

Выдача мощности из ВЭР ЭС Амурской области в ЗЭР ЭС Амурской области осуществляется по трём ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Призейская — Тутаул;
- ВЛ 220 кВ Магдагачи — Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т;

- ВЛ 220 кВ Магдагачи — Гонжа/т.

Данные ЛЭП образуют контролируемое сечение «ОЭС – Запад Амурэнерго», которое ограничивается, в зависимости от состава оборудования на Нерюнгринской ГРЭС и схемы сети, пропускной способностью элементов сети, входящих в данное сечение, нормативными коэффициентами запаса по статической устойчивости.

Основным потребителем ЗЭР ЭС Амурской области является нагрузка тяговых подстанций ОАО «РЖД», которая представлена Забайкальской железной дорогой и составляет около 50 % от потребления всего энергорайона. Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории. Также к крупным потребителям электроэнергии, расположенным в ЗЭР ЭС Амурской области, относятся предприятия добывающей промышленности: Березитовый рудник – 3 категория надежности и объекты трубопроводного транспорта (НПС-20, НПС-21) – 1 категория надежности. Характер нагрузок приведенных потребителей – промышленной.

Через ЗЭР ЭС Амурской области проходит связь между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, передача мощности по которой существенно влияет на режим сетей 220 кВ этого энергорайона.

Энергосистема Забайкальского края входит в Объединенную энергосистему Сибири, которая работает параллельно с Единой энергосистемой России и изолированно от Объединенной энергосистемы Востока.

Рассматриваемый район электрических сетей относится к Западному энергорайону Амурской области, в части ПС Тында, Сквородино, Магдагачи и Зейской ГЭС и к Могочинскому району Забайкальского края в части ПС Могоча.

Основным источником питания рассматриваемого района является Зейская ГЭС 500/220 кВ.

Структурная схема Зейской ГЭС представлена на рисунке 3.

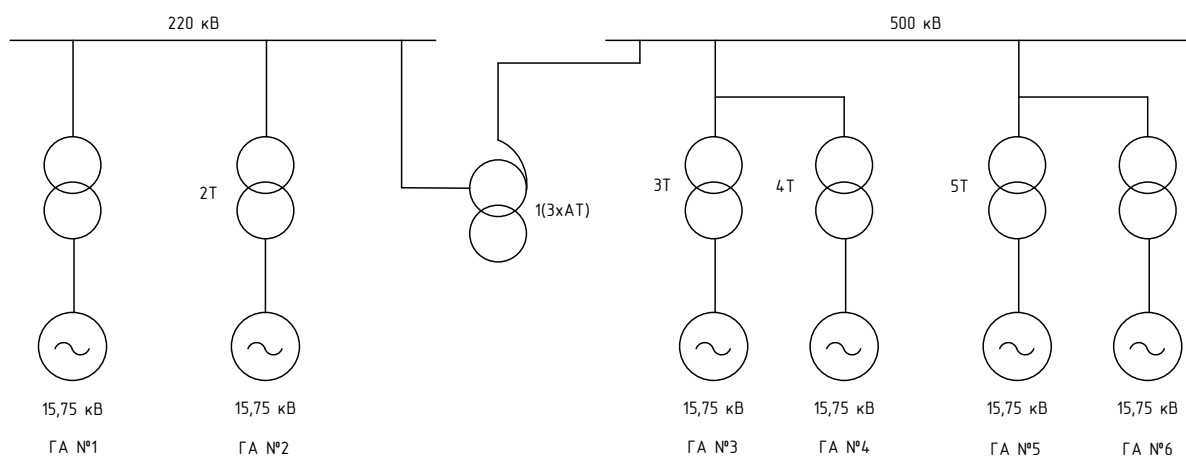


Рисунок 3 – Структурная схема Зейской ГЭС

Зейская ГЭС представляет собой плотинную гидроэлектростанцию с приплотинным зданием ГЭС. Установленная мощность электростанции — 1330 МВт.

В административном отношении площадка Зейской ГЭС находится в Амурской области, г. Зея, ввод в эксплуатацию (пуск первого гидроагрегата) 1975 г. Установленная мощность 1330 МВт. Эксплуатирует Зейскую ГЭС – филиал ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС».

Главная электрическая схема ГЭС: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена схема 17 «Полуторная схема», схема с тремя выключателями на два присоединения. Данное РУ применяется при 6 и более присоединений на напряжение класса 220-750 кВ при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений.

ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин» с секционной связью через два обходных выключателя. Данное РУ применяется с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы, в РУ с устройствами для плавки гололеда и иных обоснованиях [25].

Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

Электроэнергия Зейской ГЭС выдаётся в энергосистему по следующим линиям электропередачи: ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — ПС Амурская (2 цепи), ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Светлая с отпайкой на ПС Энергия (2 цепи), ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Призейска, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — Магдагачи.

Электрическая схема Зейской ГЭС представлена на рисунке 4.

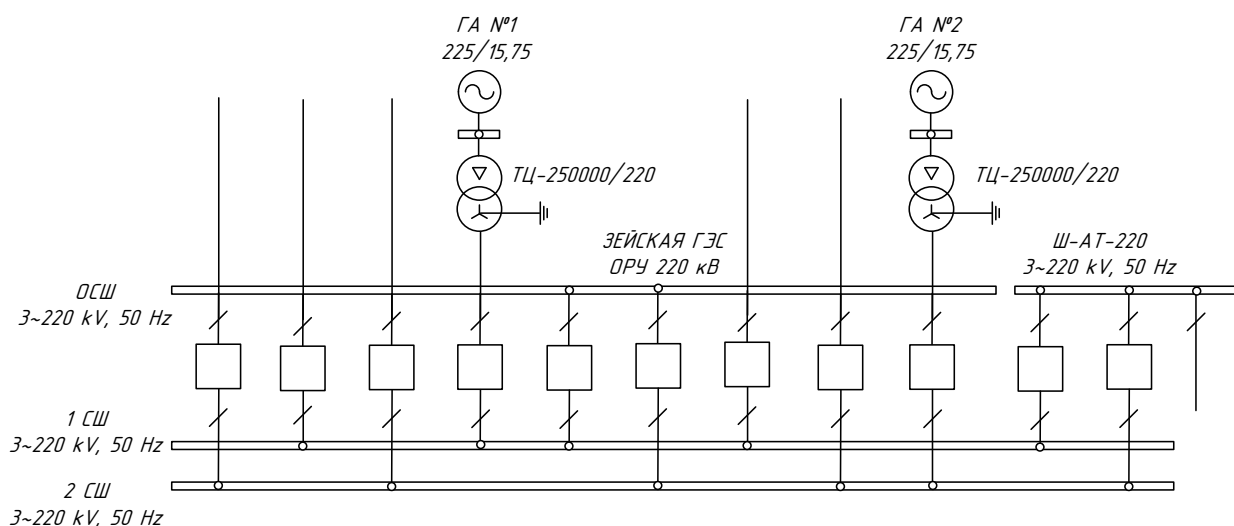


Рисунок 4 – Нормальная схема электрических соединений Зейской ГЭС

В качестве опорной подстанции принимаем ПС 220 кВ Тында.

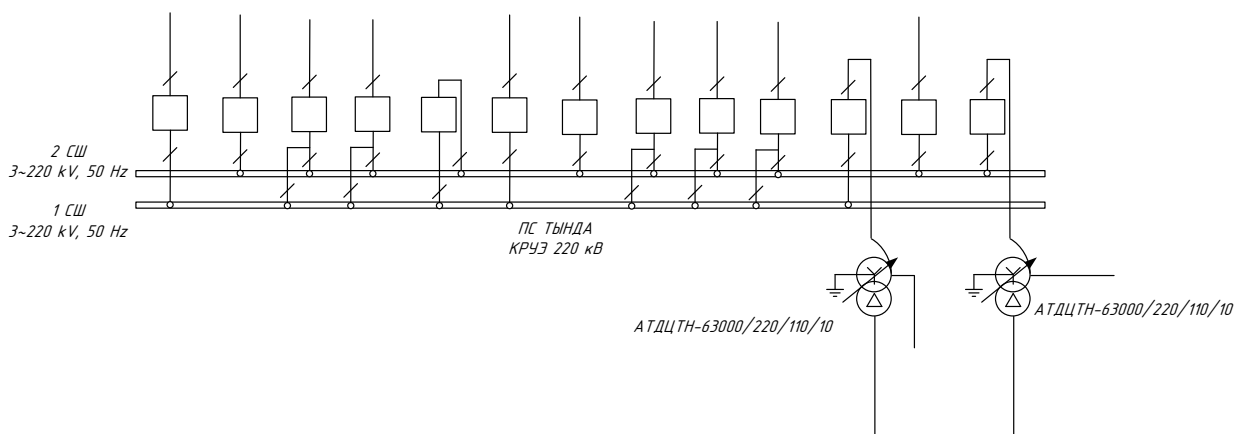


Рисунок 5 – Схема выдачи мощности на ПС 220 кВ Тында

Подстанция 220 кВ Тында установленной мощностью 176 МВА в административном отношении расположена на юго-восточной окраине г.Тынды, Тындинского района, Амурской области.

Являясь узловой, подстанция обеспечивает перетоки электроэнергии между Нерюнгринской ГРЭС и Объединенной энергосистемой (ОЭС) Востока. От надежной работы подстанции зависит питание потребителей города Тынды и Тындинского района Амурской области, в том числе золотодобывающих и лесоперерабатывающих предприятий региона, а также электроснабжения нефтепроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) суммарной присоединенной мощностью 1,1 МВА.

РУ 110 и 220 кВ представлены в виде КРУЭ, связь между которыми осуществляется через два автотрансформатора марки АТДЦТН-63000/220/110.

К шинам 220 кВ подсоединены следующие линии:

- одноцепная КВЛ, АС-300 184,0 км, идущая на Нерюнгринскую ГРЭС;
- одноцепная КВЛ, АС-300 107,0 км, идущая на ПС Нагорный;
- одноцепная КВЛ, АС-400 160,1 км, идущая на ПС Лопча;
- одноцепная КВЛ, АС-300 74,45 км, идущая на ПС Хорогочи;
- двухцепная КВЛ, АС-300 19,5 км, идущая на ПС НПС-20;
- двухцепная ВЛ, АС-300 153,5/155,5 км, идущие на ПС Сковородино;
- одноцепной ВЛ, АС-300 147,8 км, идущая ПС Дипкун;

Для компенсации избыточной зарядной мощности и стабилизации напряжения на подстанции установлен управляемый шунтирующий реактор (УШР) 220 кВ мощностью 100 МВАр.

В данном эквиваленте были рассмотрены 9 подстанций и 1 станция, общая установленная мощность ПС составляет 847 МВА. Количество подстанций 220 кВ – 9. Имеются 3 тяговые подстанции, которые оказывают негативное влияние на качество электрической энергии. По числу трансформаторов ПС варьируются от 2-х до 4-х трансформаторных, что говорит о повышенной надежности снабжения потребителей электрической энергии.

Наиболее крупные ПС, такие как Магдагачи, Призейская, Сквородино имеют распределительные устройства на высокой стороне выполненные по схеме 12 – «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин», также имеются ПС выполненные по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». По типу присоединения подстанций равномерно подразделяются на проходные и узловые, что характеризует сильную связь в рассматриваемом эквиваленте. Подробная информация по подстанциям представлена в таблице 2.

Общая протяженность ВЛ, рассматриваемой района реконструкции, составляет 1237 км. Преобладают сталеалюминовые проводники сечением 300 мм².

По конфигурации распределительная электрическая сеть Западного энергорайона Амурской области является кольцевой, что говорит о высокой надежности, но сложной управляемости.

Характеристика ЛЭП представлена в таблице 3.

Таблица 2 – Характеристика подстанций

Название ПС	№ СТ	Марка СТ	Схема РУ	Способ присоединения к электрической сети
ПС 220 кВ Тында	1	АТДЦТГН-63000/220	9	Узловая
	2	АТДЦТГН-63000/220		
ПС 220 кВ Сковородино	1	АТДЦТГН-63000/220	12	Узловая
	2	АТДЦТГН-63000/220		
ПС 220 кВ Магдагачи	1	ТДТН-25000/220	12	Узловая
	2	ТДТНЖ-40000/220		
	3	ТДТНЖ-40000/220		
ПС 220 кВ Призейская	1	ТДТН-25000/220	12	Узловая
	2	ТДТН-25000/220		
ПС 220 кВ Дипкун	1	ТДТН-25000/220	5АН	Проходная
	2	ТДТН-25000/220		
ПС 220 кВ Тутаул	1	ТДТН-25000/220	5АН	Проходная
	2	ТДТН-25000/220		
ПС 220 кВ Ульручы/т	1	ТДТНЖ-40000/220	5АН	Проходная
	2	ТДТНЖ-40000/220		
ПС 220 кВ Талдан/т	1	ТДТНЖ-40000/220	4Н	Отпаечная
	2	ТДТНЖ-40000/220		
ПС 220 кВ Гонжа/т	1	ТДТНЖ-40000/220	5АН	Проходная
	2	ТДТНЖ-40000/220		

Таблица 3 – Характеристика ЛЭП

Начало линии	Конец линии	Исполнение	Марка	Длина, км
ЗГЭС	ПС Призейская	ВЛ	АС-300/39	183,8
ПС Призейская	ПС Тутаул	ВЛ	АС-300/39	98,7
ПС Тутаул	ПС Дипкун	ВЛ	АС-300/39	54,3
ПС Дипкун	ПС Тында	КВЛ	ПвПу2г 1х500гж/95- 127/220 кВ	0,120
			АС-300/39	147,8
ПС Тында №1	ПС Сквородино	КВЛ	ПвПу2г 1х500гж/95- 127/220 кВ	0,104
			АС-300/39	156,9
ПС Тында №2	ПС Сквородино	КВЛ	ПвПу2г 1х500гж/95- 127/220 кВ	0,079
			АС-300/39	155,3
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ВЛ	АС-300/39	69,3
ПС Сквородино	ПС Ульручы/т	ВЛ	АС-240/32	29,6
ПС Ульручы/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ВЛ	АС-240/32	47,6
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	ВЛ	АС-300/39	45,6
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	ВЛ	АС-240/32	77,7
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	ВЛ	АС-300/39	35,95
ПС Магдагачи	ЗГЭС	ВЛ	АС-400/51	133,5

1.4 Анализ существующих режимов

1.4.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для расчета режима электрической сети, в данном проекте, применим программный комплекс RastrWin 3.

ПВК RastrWin 3 является комплексом, способный выполнять задачи по расчету, анализу и оптимизации установившихся режимов электроэнергетических систем и сетей.

Данный программный комплекс используется более в чем 150 организациях на территории России, Киргизии, Казахстана, Молдовы, Монголии, Сербии. Основными пользователями в России являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания, МРСК, а также во всех филиалах ОАО «ДРСК».

Данное программное обеспечение состоит из множества модулей, например, расчет электрического режима, расчет статической и динамической устойчивости, расчет токов короткого замыкания и т.д.

Расчетный модуль комплекса RastrWin:

– расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощностей во всех узлах и ветвях электрической сети).

– эквивалентирование электрических сетей.

– оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности и т.д.

1.4.2 Подготовка исходных данных существующей электрической сети

Исходными данными для расчета режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры её элементов. Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформатором, необходимые для расчёта, определяются по справочника [30].

Под режимными характеристиками потребителя подразумеваются вероятностные характеристики электрических нагрузок, сформированные из результатов контрольных замеров, рассчитанные в разделе 2.

Для дальнейшего моделирования математической модели сети необходимо составить схему замещения, состоящая из полных сопротивлений и проводимостей линий электропередачи, а также полных сопротивлений и проводимостей силовых трансформаторов, учитывая коэффициент трансформации [31].

Для расчёта параметров схемы замещения ЛЭП, представленная в виде П-образного соединения, используют следующие формулы:

$$R_l = r_{y0} \cdot l, \quad (1)$$

$$X_l = x_{y0} \cdot l, \quad (2)$$

где r_{y0}, x_{y0} – удельное активное и реактивное сопротивление проводника, Ом/км;

l – длина ЛЭП, км.

$$B_l = b_{y0} \cdot l, \quad (3)$$

$$G_l = g_{y0} \cdot l, \quad (4)$$

где b_{y0}, g_{y0} – удельные ёмкостная и активная проводимости ЛЭП, мкСм/км.

Схема замещения силового трансформатора представляется в виде звезды, состоит из полных сопротивлений каждой обмотки, идеальных трансформаторов (для преобразования напряжения) и полной проводимости.

Активное и реактивное сопротивления трансформатора:

$$R_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (5)$$

$$X_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \quad (6)$$

где $P_{кз}$ и $u_{кз}$ – активная мощность и напряжение короткого замыкания, кВт и %;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активное и ёмкостное проводимости трансформатора:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}} \quad (7)$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{ном}^2} \quad (8)$$

где ΔP_x и Q_x – потери активной и реактивной мощностей в режиме холостого хода, МВт и Мвар.

Коэффициенты трансформации:

$$K_{Твн} = \frac{U_{нн}}{U_{вн}}, \quad (9)$$

$$K_{Тсн} = \frac{U_{сн}}{U_{вн}}. \quad (10)$$

В качестве примера рассмотрим расчет параметров ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Призейская.

$$R_{\text{ЗГЭС-Призейская}} = 0,098 \cdot 183,8 = 18,01 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ЗГЭС-Призейская}} = 0,429 \cdot 183,8 = 78,85 \text{ Ом};$$

$$B_{\text{ЗГЭС-Призейская}} = 2,64 \cdot 183,8 = 485,23 \text{ мкСм}.$$

Полученные результаты представлены в таблицах 4.

Таблица 4 – Параметры ЛЭП

Начало линии	Конец линии	r0, Ом	x0, Ом	b0, мкСм	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ЗГЭС	ПС Призейская	0,098	0,429	2,64	18,01	78,85	485,23
ПС Призейская	ПС Тутаул	0,098	0,429	2,64	9,67	41,74	260,57
ПС Тутаул	ПС Дипкун	0,098	0,429	2,64	5,32	23,29	143,35
ПС Дипкун	ПС Тында	0,04	0,615	142	0,005	0,074	17,04
		0,098	0,429	2,64	14,48	63,41	390,19
ПС Тында №1	ПС Сквородино	0,04	0,615	142	0,004	0,064	14,77
		0,098	0,429	2,64	15,38	67,31	414,22
ПС Тында №2	ПС Сквородино	0,04	0,615	142	0,003	0,049	11,22
		0,098	0,429	2,64	15,22	66,62	409,99
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	0,098	0,429	2,64	6,79	29,73	182,95
ПС Сквородино	ПС Ульручи/т	0,121	0,435	2,6	3,58	12,88	76,96
ПС Ульручи/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	0,121	0,435	2,6	5,76	20,71	123,76
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	0,098	0,429	2,64	4,47	19,56	120,38
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	0,121	0,435	2,6	9,40	33,80	202,02
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	0,098	0,429	2,64	3,52	15,42	94,91
ПС Магдагачи	ЗГЭС	0,075	0,42	2,7	10,01	56,07	347,1

1.4.3 Верификация математической модели

Для того, чтобы в дальнейшем использовать математическую модель для анализа существующего режима, необходимо сравнить напряжения в узлах с

результатами контрольных замеров, отклонения между ними должны быть не более 10%. Сравнение значений напряжений в узлах представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение напряжений в узлах расчетной модели

Название	Урасч, кВ	Уконтр, кВ	Погрешность, %
Зейская ГЭС 1 СШ	242,19	241,6	-0,24
Зейская ГЭС 2 СШ	242,20	241,6	-0,25
ГА №1	15,9	15,9	0,0
ГА №2	15,9	15,9	0,0
ПС Призейская	233,83	240,0	2,57
ПС Тутаул	232,86	236,5	1,54
ПС Дипкун	232,06	235,4	1,42
ПС Тында	242,39	241,3	-0,45
ПС Сквородино 1 СШ	230,99	231,0	0,004
ПС Сквородино 2 СШ	230,99	231,0	0,004
ПС Ульручы/т	229,13	230,1	0,42
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	229,82	230,8	0,42
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	229,06	230,2	0,50
ПС Гонжа/т	228,20	230,8	1,13
ПС Магдагачи	229,37	231,9	1,09

Исходя из полученных результатов сравнения рассчитанных значений сформированной математической модели и существующих значений контрольных замеров, можно судить о правильности математической модели.

1.4.4 Анализ существующих режимов

Анализ существующих электрических режимов электроэнергетической сети проводится с целью выявления «узких» мест, определения необходимости оптимизации режима или реконструкции электрической сети.

Анализ режимов можно разделить на следующие составляющие:

- анализ напряжения в узлах центров питания;
- анализ проводников по длительно-допустимым, аварийно-допустимым токовым нагрузкам и плотности тока;
- анализ загрузки трансформаторов центра питания.

В соответствии с [21] «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» отклонения напряжения на шинах подстанции не должны превышать 10 %. Помимо качества отклонения напряжения зависит статическая устойчивость электроэнергетической сети. В соответствии с [1] напряжения не должны приближаться к границе статической устойчивости, т.е. к $0,7 \cdot U_{ном}$. Также напряжение не должно превышать наибольшее рабочее значение, принятые.

Длительно допустимый ток характеризует нагрузку проводника до длительно допустимой температуры, согласно ПУЭ составляет 70°C . Аварийно допустимый ток характеризует нагрузку проводника до аварийно допустимой температуры при заданных климатических условиях, значение которой равна наименьшей из двух условий: механическая прочность провода, материала провода (сталеалюминевые провода – 90°C , медные провода – 80°C), условие сохранения габаритов ВЛ до земли, препятствий и пересечений [4].

По загрузке силовых трансформаторов подстанций определяется эффективность работы трансформатора, возможность присоединения новых потребителей, а также разработки мероприятий по оптимизации работы трансформаторов.

Относительные потери активной мощности определяются как отношение потери активной мощности электрической сети к общей нагрузке электрической сети.

Таблица 6 – Значения напряжений нормального режима в зимний период нагрузки

Название ПС	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ	ΔU , %
1	2	3	4
ПС Призейская	220	227,66	-3,48
ПС Тутаул	220	225,34	-2,43
ПС Дипкун	220	223,81	-1,73
ПС Тында	220	222,23	-1,01

Продолжение таблицы 6

ПС Сквородино 1 СШ	220	220,0	0,0
ПС Сквородино 2 СШ	220	220,0	0,0
ПС Ульручы/т	220	218,67	0,60
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	220	219,65	0,16
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	220	219,46	0,25
ПС Гонжа/т	220	219,29	0,32
ПС Магдагачи	220	221,10	-0,5

Таблица 7 – Значения напряжений послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Название ПС	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU , кВ
ПС Призейская	220	223,13	-1,42
ПС Тутаул	220	219,43	0,26
ПС Дипкун	220	217,39	1,19
ПС Тында	220	215,75	1,93
ПС Сквородино 1 СШ	220	219,94	0,03
ПС Сквородино 2 СШ	220	219,94	0,03
ПС Ульручы/т	220	216,67	1,51
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	220	216,37	1,65
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	220	214,11	2,68
ПС Гонжа/т	220	211,26	3,97
ПС Магдагачи	220	210,54	4,3

Таблица 8 – Значения напряжений нормального режима в летний период нагрузки

Название ПС	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU , кВ
ПС Призейская	220	236,5	-7,5
ПС Тутаул	220	233,07	-5,94
ПС Дипкун	220	230,58	-4,81
ПС Тында	220	225,25	-2,39
ПС Сквородино 1 СШ	220	220,02	-0,01
ПС Сквородино 2 СШ	220	220,02	-0,01
ПС Ульручы/т	220	219,46	0,25
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	220	220,74	-0,34
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	220	221,12	-0,51
ПС Гонжа/т	220	221,38	-0,63
ПС Магдагачи	220	223,31	-1,50

Таблица 9 – Значения напряжений послеаварийного режима в летний период нагрузки

Название ПС	Uном, кВ	Uрасч, кВ	ΔU , кВ
ПС Призейская	220	216,76	1,47
ПС Тутаул	220	212,50	3,41
ПС Дипкун	220	213,30	3,05
ПС Тында	220	229,54	-4,34
ПС Сквородино 1 СШ	220	239,94	-9,06
ПС Сквородино 2 СШ	220	239,94	-9,06
ПС Ульручы/т	220	237,57	-7,99
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	220	237,77	-8,08
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	220	236,20	-7,36
ПС Гонжа/т	220	233,99	-6,36
ПС Магдагачи	220	233,51	-6,14

Таблица 10 – Токовая нагрузка нормального режима в зимний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
ЗГЭС	ПС Призейская	690	822,1	187	27,10	22,75
ПС Призейская	ПС Тутаул	690	822,1	164	23,77	19,95
ПС Тутаул	ПС Дипкун	690	822,1	159	23,04	19,34
ПС Дипкун	ПС Тында	690	822,1	158	22,90	19,22
ПС Тында №1	ПС Сквородино	690	822,1	72	10,43	8,76
ПС Тында №2	ПС Сквородино	690	822,1	51	7,39	6,20
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	690	822,1	76	11,01	9,24
ПС Сквородино	ПС Ульручи/т	605	735,4	59	9,75	8,02
ПС Ульручи/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	605	735,4	46	7,60	6,26
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	690	822,1	119	17,25	14,48
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	605	735,4	160	26,45	21,76
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	690	822,1	217	31,45	26,40
ПС Магдагачи	ЗГЭС	825	955,2	520	63,03	54,44

Таблица 11 – Токовая нагрузка послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
ЗГЭС	ПС Призейская	690	822,1	526	76,23	63,98
ПС Призейская	ПС Тутаул	690	822,1	364	52,75	44,28
ПС Тутаул	ПС Дипкун	690	822,1	355	51,45	43,18
ПС Дипкун	ПС Тында	690	822,1	476	68,99	57,90
ПС Тында №1	ПС Сквородино	690	822,1	343	49,71	41,72
ПС Тында №2	ПС Сквородино	690	822,1	252	36,52	30,65
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	690	822,1	194	28,12	23,60
ПС Сквородино	ПС Ульручи/т	605	735,4	248	40,99	33,72
ПС Ульручи/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	605	735,4	139	22,98	18,90
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	690	822,1	168	24,35	20,44
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	605	735,4	108	17,85	14,69
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	690	822,1	52	7,54	6,33
ПС Магдагачи	ЗГЭС	825	955,2	-	-	-

Таблица 12 – Токовая нагрузка нормального режима в летний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
ЗГЭС	ПС Призейская	630,0	690	123	19,52	17,83
ПС Призейская	ПС Тутаул	630,0	690	120	19,05	17,39
ПС Тутаул	ПС Дипкун	630,0	690	122	19,37	17,68
ПС Дипкун	ПС Тында	630,0	690	122	19,37	17,68
ПС Тында №1	ПС Сквородино	630,0	690	105	16,67	15,22
ПС Тында №2	ПС Сквородино	630,0	690	75	11,90	10,87
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	630,0	690	69	10,95	10,00
ПС Сквородино	ПС Ульручи/т	528,1	605	26	4,92	4,30
ПС Ульручи/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	528,1	605	105	19,88	17,36
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	630,0	690	85	13,49	12,32
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	528,1	605	120	22,72	19,83
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	630,0	690	164	26,03	23,77
ПС Магдагачи	ЗГЭС	674,1	720	362	53,70	50,28

Таблица 13 – Токовая нагрузка послеаварийного режима в летний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
ЗГЭС	ПС Призейская	630,0	690	593	94,13	85,94
ПС Призейская	ПС Тутаул	630,0	690	588	93,33	85,22
ПС Тутаул	ПС Дипкун	630,0	690	585	92,86	84,78
ПС Дипкун	ПС Тында	630,0	690	592	93,97	85,80
ПС Тында №1	ПС Сквородино	630,0	690	317	50,32	45,94
ПС Тында №2	ПС Сквородино	630,0	690	232	36,83	33,62
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	630,0	690	116	18,41	16,81
ПС Сквородино	ПС Ульручи/т	528,1	605	164	31,05	27,11
ПС Ульручи/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	528,1	605	79	14,96	13,06
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	630,0	690	112	17,78	16,23
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	528,1	605	71	13,44	11,74
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	630,0	690	27	4,29	3,91
ПС Магдагачи	ЗГЭС	674,1	720	-	-	-

Таблица 14 – Загрузка трансформаторов в зимний период нагрузок

Название ПС	№ СТ	Макс нагрузка	Загрузка трансформаторов	Загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме
ПС 220 кВ Тында	1	15,03	23,86	47,57
	2	14,94	23,71	47,57
ПС 220 кВ Сковородино	1	29,88	47,43	91,90
	2	28,02	44,48	91,90
ПС 220 кВ Магдагачи	1	8,07	32,28	77,08
	2	32,94	82,35	77,08
	3	9,09	22,73	77,08
ПС 220 кВ Призейская	1	1,56	6,24	13,84
	2	1,90	7,60	13,84
ПС 220 кВ Дипкун	1	0,52	2,08	5,88
	2	0,95	3,80	5,88
ПС 220 кВ Тутаул	1	0,91	3,64	7,52
	2	0,97	3,88	7,52
ПС 220 кВ Ульручы/т	1	21,34	53,35	90,00
	2	14,66	36,65	90,00
ПС 220 кВ Талдан/т	1	13,27	33,18	65,88
	2	13,08	32,70	65,88
ПС 220 кВ Гонжа/т	1	20,88	52,20	90,25
	2	15,22	38,05	90,25

Таблица 15 – Загрузка трансформаторов в летний период нагрузок

Название ПС	№ СТ	Макс нагрузка	Загрузка трансформаторов	Загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме
ПС 220 кВ Тында	1	6,77	21,35	23,02
	2	6,68	21,35	23,02
ПС 220 кВ Сковородино	1	26,63	87,92	94,76
	2	28,76	87,92	94,76
ПС 220 кВ Магдагачи	1	4,36	62,72	40,54
	2	11,32	39,20	40,54
	3	10,67	28,25	40,54
ПС 220 кВ Призейская	1	0,63	5,28	5,68
	2	0,69	5,28	5,68
ПС 220 кВ Дипкун	1	0,84	6,52	3,60
	2	0,79	6,52	-
ПС 220 кВ Тутаул	1	0,45	3,80	4,08
	2	0,50	3,80	4,08
ПС 220 кВ Ульручы/т	1	15,49	69,35	74,75
	2	12,25	69,35	74,75
ПС 220 кВ Талдан/т	1	6,73	33,40	36,00
	2	6,63	33,40	36,00
ПС 220 кВ Гонжа/т	1	14,57	65,18	70,25
	2	11,50	65,18	70,25

В результате расчета нормального установившегося режима в зимний период нагрузки напряжения в узлах центров питания находятся в пределах нормы согласно требованиям. Самой загруженной линией является ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равен 825 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равен 955,2 А, загрузка достигает 63,03 % и 54,44 % соответственно. Самыми загруженными силовыми трансформаторами в рассматриваемом режиме являются АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Сквородино, в послеаварийном режиме работы загрузка равна 94,76 %. Остальные трансформаторы загружены в пределах 70-90 %, данные показатели говорят о неэффективной загрузке трансформаторов, низкой пропускной способности элементов электрической сети. В качестве мероприятий по оптимизации можно рассмотреть режим работы трансформантов N-1 в нормальной схеме, строительство новых связей для оптимальной загрузки ВЛ. Потери активной мощности рассматриваемого участка сети в нормальном режиме составляют 14,29 МВт при общей нагрузки активной мощности 262,14 МВт, т.е. 5,45 %. Данные значения характеризуют эффективность работы электрической сети, несмотря на значительную протяженность воздушных линий.

В качестве послеаварийного установившегося режима в зимний период нагрузки рассмотрим аварийное отключение самой загруженной ЛЭП в нормальном режиме – ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи. Напряжения в узлах нагрузки и источника питания находятся в допустимых пределах. Самой загруженной линией является ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равен 690 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равен 822,1 А, загрузка достигает 76,23 % и 63,98 % соответственно. Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 54,78 МВт, это 20,90 % от общей нагрузки.

При расчете нормального установившегося режима в летний период нагрузки, напряжения в узлах нагрузки и источника питания находятся в пределах нормы. Самой загруженной линией является также ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 36°C равен 630 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 36°C равен 720 А, загрузка достигает 53,70 % и 50,28 % соответственно. Потери активной мощности в нормальном режиме в летний период нагрузки составляют 7,43 МВт, это 4,13 % от общей нагрузки 178,34 МВт, режим работы электрической сети является эффективным.

В качестве послеаварийного установившегося режима в летний период нагрузки рассмотрим аварийное отключение самой загруженной ЛЭП в нормальном режиме – ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи. Напряжения в узлах нагрузки и источников питания находятся в допустимых пределах. Самой загруженной линией является ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 36°C равен 630 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 36°C равен 690 А, загрузка достигает 94,13 % и 85,94 % соответственно. Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 50,83 МВт, это 28,50 % от общей нагрузки.

Исходя из расчета режимов, можно сделать следующий вывод: Основной проблемой электрических сетей Западного энергорайона Амурской области является низкая пропускная способность линий электропередачи.

1.5 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

По результатам расчета режимов существующей электрической сети Западного энергорайона Амурской области «узкими местами» являются ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская и ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи. Перегрузка этих элементов длительное время может привести к их отключению, а соответственно к повышению нагрузки остальных сетевых элементов. В данном случае режимные мероприятия по ограничению загрузки

вышеуказанных элементов электрической сети скорее всего будут неэффективны, что наводит на изменение параметров электрической сети, один из вариантов которых является замена проводника на всем участке рассматриваемых ЛЭП. При подключении новых потребителей значения максимальных токов будут стремиться к критическим значениям, что отрицательно повлияет на надежность и качество электроснабжения. Для решения данной проблемы необходимо разработать несколько вариантов реконструкции электрической сети с учётом технологического присоединения нового сетевого элемента, а именно ПС «Даурия» с ориентировочной мощностью нагрузки 27 МВт, территориально расположенной вблизи ПС Сквородино и выбрать наиболее оптимальный с точки зрения экономики и оптимизации режимной ситуации.

2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе необходимо рассчитать вероятностные характеристики электрических нагрузок с учётом прогноза на 5 лет из контрольных замеров, полученных в ходе прохождения преддипломной практики.

2.1 Вероятностные характеристики электрической нагрузки

К вероятностным характеристикам электрической нагрузки относятся средняя, среднеквадратичная (эффективная) и максимальная мощности. Средняя мощность необходима для выбора и расчета электропотребления. Среднеквадратичная мощность нагрузки используется для расчета потерь в сети. Максимальную мощность учитывают при выборе основного силового оборудования, кроме силовых трансформаторов и проводников линий электропередачи [9].

Средняя активная мощность:

$$P_{cp.з} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_{i.з} \cdot t_i, \quad (11)$$

где $P_{i.з}$ – ордината графика нагрузки на i -ый час суток, МВт;

t_i – час суток (в течение каждого часа), час;

T – период наблюдения (24 часа), час.

Эффективная (среднеквадратичная) активная мощность:

$$P_{эф.з} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_{i.з}^2 \cdot t_i}. \quad (12)$$

Максимальную мощность нагрузки определяют по наибольшему значению нагрузки за 24 часа контрольных замеров.

Реактивная составляющая нагрузки определяется аналогичным образом.

В качестве примера рассмотрим расчет нагрузок ПС 220 кВ Сковородино АТ-1.

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{20,9 + 21,0 + 21,1 + 21,6 + 19,8 + 22,2 + 21,1 + 21,7 + 22,3 + 23,4 + 23,3 + 23,5 + 23,1 + 22,9 + 21,4 + 22,1 + 22,1 + 22,1 + 23,7 + 23,2 + 23,2 + 23,3 + 23,4 + 22,9}{24} = 22,3 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф.з}} = \sqrt{\frac{20,9^2 + 21,0^2 + 21,1^2 + 21,6^2 + 19,8^2 + 22,2^2 + 21,1^2 + 21,7^2 + 22,3^2 + 23,4^2 + 23,3^2 + 23,5^2 + 23,1^2 + 22,9^2 + 21,4^2 + 22,1^2 + 22,1^2 + 22,1^2 + 23,7^2 + 23,2^2 + 23,2^2 + 23,3^2 + 23,4^2 + 22,9^2}{24}} = 22,33 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{max}} = 23,7 \text{ МВт}.$$

Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей сети представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей сети

Название ПС	№ СТ	Период летних нагрузок						Период зимних нагрузок					
		Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , Мвар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар
ПС 220 кВ Тында	1	5,54	1,61	5,65	1,70	6,77	2,51	13,17	4,01	13,20	4,03	15,03	4,64
	2	5,54	1,76	5,64	1,83	6,68	2,78	13,16	4,20	13,19	4,20	14,94	4,73
ПС 220 кВ Сковородино	1	25,39	2,59	25,39	3,03	26,63	4,73	27,58	2,33	27,62	2,64	29,88	5,57
	2	26,61	1,86	26,64	2,23	28,76	6,03	25,34	2,56	25,42	2,94	28,02	6,12
ПС 220 кВ Магдагачи	1	3,43	1,19	3,52	1,19	4,36	1,30	6,66	2,05	6,71	2,06	8,07	2,41
	2	4,91	7,67	5,51	7,81	11,32	10,39	6,24	7,06	8,67	7,30	32,94	11,13
	3	4,74	7,79	5,31	7,92	10,67	10,48	4,60	7,14	5,09	7,39	9,09	11,32
ПС 220 кВ Призейская	1	0,49	0,15	0,50	0,16	0,63	0,19	1,44	13,27	1,44	13,27	1,56	13,64
	2	0,51	0,15	0,52	0,18	0,69	0,28	1,77	14,01	1,77	14,02	1,90	14,38
ПС 220 кВ Дипкун	1	0,63	14,95	0,64	14,95	0,84	15,31	0,40	0,32	0,41	0,33	0,52	0,37
	2	0,50	10,32	0,52	10,32	0,79	10,67	0,89	16,11	0,89	16,11	0,95	16,61
ПС 220 кВ Тутаул	1	0,31	1,45	0,32	1,45	0,45	1,48	0,72	1,86	0,72	1,95	0,91	2,23
	2	0,32	1,45	0,33	1,46	0,50	1,58	0,77	1,86	0,84	1,99	0,97	2,09
ПС 220 кВ Ульручи/т	1	8,33	8,85	8,74	8,98	15,49	11,60	12,92	9,11	14,31	9,30	21,34	12,99
	2	5,01	8,73	5,28	8,86	12,25	10,02	5,62	8,97	6,07	9,43	14,66	10,39
ПС 220 кВ Талдан/т	1	4,60	1,04	6,26	1,42	6,73	1,84	11,31	3,08	12,09	3,15	13,27	4,19
	2	4,61	1,58	6,31	1,74	6,63	2,04	12,17	3,18	12,06	3,18	13,08	4,65
ПС 220 кВ Гонжа/т	1	9,26	9,67	9,39	9,82	14,57	9,91	10,98	10,35	11,25	10,40	20,88	12,81
	2	5,60	9,57	5,74	9,70	11,50	9,45	7,57	9,90	8,35	8,53	15,22	10,19

2.2 Расчет и электрических нагрузок с учётом прогноза

Для разработки вариантов реконструкции электрической сети необходимо учитывать прирост электрической нагрузки с течением времени на 5 лет вперед.

Прогноз нагрузки производится с использованием формул сложных процентов:

$$P_i^{прогн} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (13)$$

где $P_i^{баз}$ – базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

N – срок выполнения прогноза.

Среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки составляет 7,78 %, согласно Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области. Срок прогнозирования равен 5 годам.

Вероятностные характеристики представлены в таблице 6. Результаты прогнозирования представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты прогнозирования электрических нагрузок до 2028 года.

Название ПС	№ СТ	Период летних нагрузок						Период зимних нагрузок					
		Рср, МВт	Qср, Мвар	Рэф, МВт	Qэф, Мвар	Рmax, МВт	Qmax, Мвар	Рср, МВт	Qср, Мвар	Рэф, МВт	Qэф, Мвар	Рmax, МВт	Qmax, Мвар
ПС 220 кВ Тында	1	5,97	1,73	6,09	1,83	7,30	2,70	14,19	4,32	14,23	4,34	16,20	5,00
	2	5,97	1,90	6,08	1,97	7,20	3,00	14,18	4,53	14,22	4,53	16,10	5,10
ПС 220 кВ Сковородино	1	27,37	2,80	27,37	3,27	28,70	5,10	29,73	2,51	29,77	2,85	32,20	6,00
	2	28,68	2,01	28,71	2,40	31,00	6,50	27,31	2,76	27,40	3,17	30,20	6,60
ПС 220 кВ Магдагачи	1	3,70	1,28	3,79	1,29	4,70	1,40	7,18	2,21	7,23	2,22	8,70	2,60
	2	5,29	8,27	5,94	8,42	12,20	11,20	6,73	7,61	9,34	7,87	35,50	12,00
	3	5,11	8,40	5,72	8,54	11,50	11,30	4,96	7,70	5,49	7,96	9,80	12,20
ПС 220 кВ Призейская	1	0,53	0,16	0,54	0,17	0,68	0,20	1,55	14,30	1,55	14,30	1,68	14,70
	2	0,55	0,16	0,56	0,19	0,74	0,30	1,91	15,10	1,91	15,11	2,05	15,50
ПС 220 кВ Дипкун	1	0,68	16,11	0,69	16,11	0,90	16,50	0,43	0,35	0,44	0,36	0,56	0,40
	2	0,54	11,12	0,56	11,12	0,85	11,50	0,96	17,36	0,96	17,36	1,02	17,90
ПС 220 кВ Тугаул	1	0,33	1,56	0,34	1,56	0,48	1,60	0,78	2,01	0,78	2,10	0,98	2,40
	2	0,35	1,56	0,36	1,57	0,54	1,70	0,83	2,01	0,91	2,15	1,05	2,25
ПС 220 кВ Ульручы/т	1	8,98	9,54	9,42	9,68	16,70	12,50	13,92	9,82	15,42	10,02	23,00	14,00
	2	5,40	9,41	5,69	9,55	13,20	10,80	6,06	9,67	6,54	10,16	15,80	11,20
ПС 220 кВ Талдан/т	1	4,96	1,12	6,75	1,53	7,25	1,98	12,19	3,32	13,03	3,40	14,30	4,52
	2	4,97	1,70	6,80	1,87	7,15	2,20	13,12	3,43	13,00	3,43	14,10	5,01
ПС 220 кВ Гонжа/т	1	9,98	10,42	10,12	10,58	15,70	10,68	11,83	11,15	12,12	11,21	22,50	13,81
	2	6,04	10,31	6,19	10,45	12,40	10,18	8,16	10,67	9,00	9,19	16,40	10,98
ПС 220 кВ Даурия	1	11,27	4,51	11,76	4,70	13,53	5,41	11,56	4,63	12,07	4,83	13,88	5,55
	2	11,27	4,51	11,76	4,70	13,53	5,41	11,56	4,63	12,07	4,83	13,88	5,55

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе необходимо разработать несколько вариантов электрической сети, проанализировать их и выбрать наиболее оптимальный. Для этого необходимо разработать и провести технический анализ нескольких вариантов реконструкции сети. После будет выбран оптимальный вариант для дальнейшего проектирования.

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при её реконструкции

В данной разделе рассматривается реконструкция электрической сети 220 кВ Западного энергорайона Амурской области, что включает в себя подключение ПС 500/220/35 кВ «Даурия» только в части 220 кВ. Для этого необходимо разработать четыре варианта конфигурации электрической сети с учетом следующих принципов[9]:

1) в замкнутых сетях должен быть один класс номинального напряжения. Кольцевые сети более надежные и удобные в обслуживании, но имеют повышенный уровень потерь. Разомкнутый вариант сетей более прост в исполнении и имеет меньший уровень потерь, но менее надежен.

2) повышение надежности питания ПС «Даурия», которая предназначена для электроснабжения потребителя первой категории. Электроприёмники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб и т.д. Отсюда необходимость обеспечения потребителя электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

При выборе РУ ПС необходимо учитывать число подходящих линий к ПС и класс номинального напряжения. Для этого необходимо выбрать более упрощённые схемы ПС, с наименьшим числом выключателей.

Исходя из этих требований и от количества присоединений узловой подстанции, ОРУ 220 кВ необходимо выполнить по схеме 12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». На рисунке 5 представлена схема РУ 12.

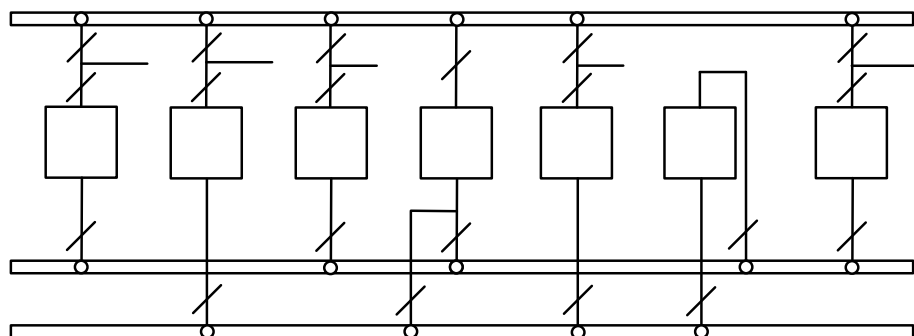


Рисунок 5 – Схема РУ 12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин»

Исходя из данных требований, составим четыре упрощенных варианта реконструкции электрической сети, которые представлены на рисунках 6-9.

В таблице 18 представлены суммарные длины линий каждой схемы и соответствующее им число выключателей.

Таблица 18 – Суммарные длины линий и количество выключателей в разработанных схемах

№ схемы	Суммарная длина линий, км	Количество выключателей
1	4	11
2	4,2	9
3	3,4	9
4	5,7	11

Варианта реконструкции №1 предполагает строительство новых ВЛ 220 кВ Сквородино – Даурия №1 и №2 длиной 2 км каждая. А также расширение ОРУ 220 кВ ПС Сквородино с установкой двух линейных ячеек.

Вариант реконструкции №2 предполагает реконструкцию КВЛ 220 кВ Тынды №1 – Сквородино и Тынды №2 – Сквородино с образованием КВЛ 220

кВ Тында №1 – Даурия длиной 1,4 км и КВЛ 220 кВ Тында №2 – Даурия длиной 2,8 км.

Вариант реконструкции №3 предлагает строительство новой ВЛ 220 кВ Сквородино – Даурия длиной 2 км и реконструкцию КВЛ 220 кВ Тында №1 – Сквородино с образованием КВЛ 220 кВ Тында №1 – Даурия длиной 1,4 км.

Вариант реконструкции №4 предполагает строительство новых ВЛ 220 кВ Сквородино – Даурия №1 и №2 длиной каждая 2 км, реконструкцию КВЛ 220 кВ Тында №1 – Сквородино с образованием КВЛ 220 кВ Тында №1 – Даурия длиной 1,4 км. А также расширение ОРУ 220 кВ ПС Сквородино с установкой двух линейных ячеек.

Выбор наиболее оптимального варианта реконструкции электрической сети будет осуществляться по следующим показателям:

- минимальная суммарная длина линий;
- минимальное количество выключателей.

По результатам выбора для дальнейшей технической проработки самым оптимальным вариантом реконструкции электрической сети является вариант №3, отличающиеся наименьшей суммарной длиной линии и наименьшим количеством вновь вводимых выключателей.

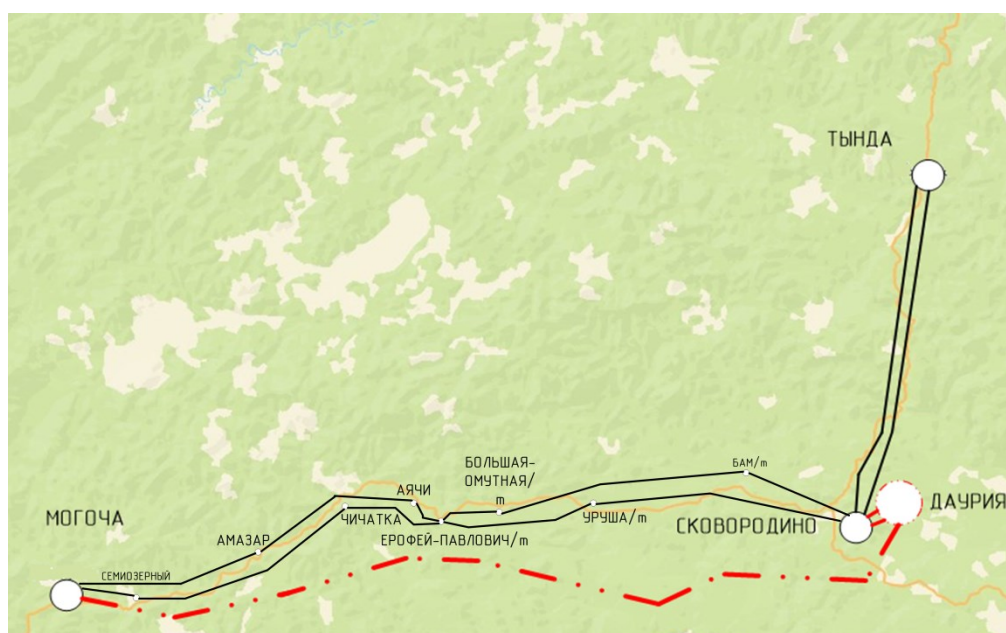


Рисунок 6 – Вариант №1 реконструкции электрической сети

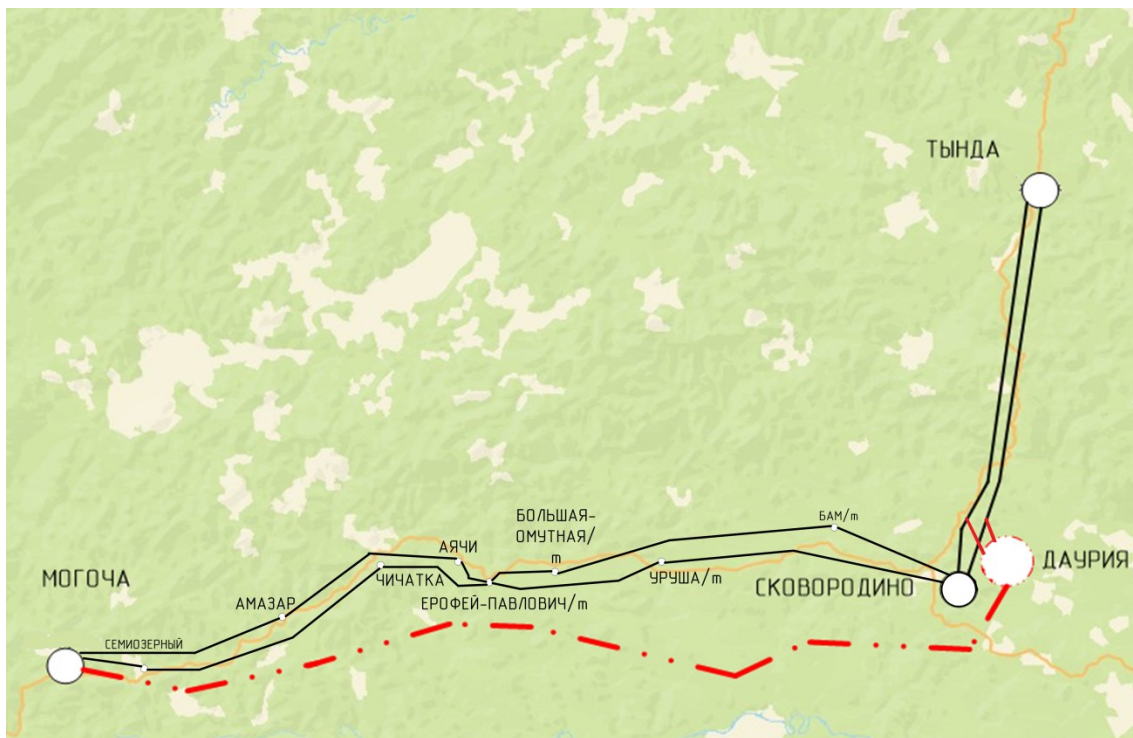


Рисунок 7 – Вариант №2 реконструкции электрической сети

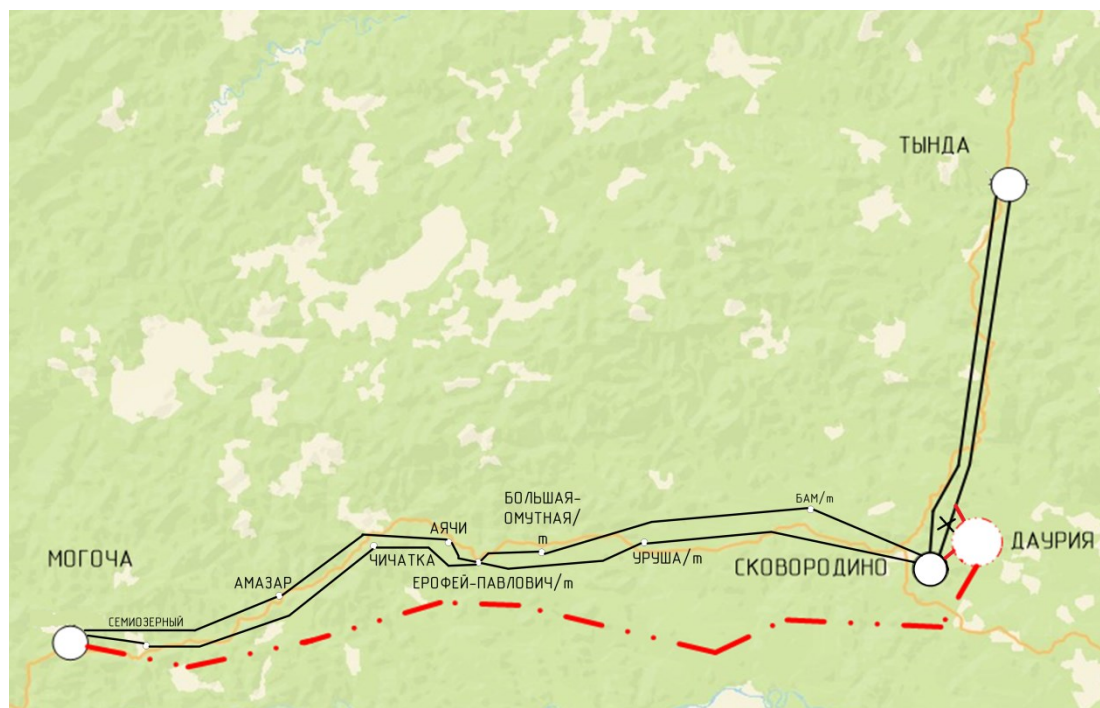


Рисунок 8 – Вариант №3 реконструкции электрической сети

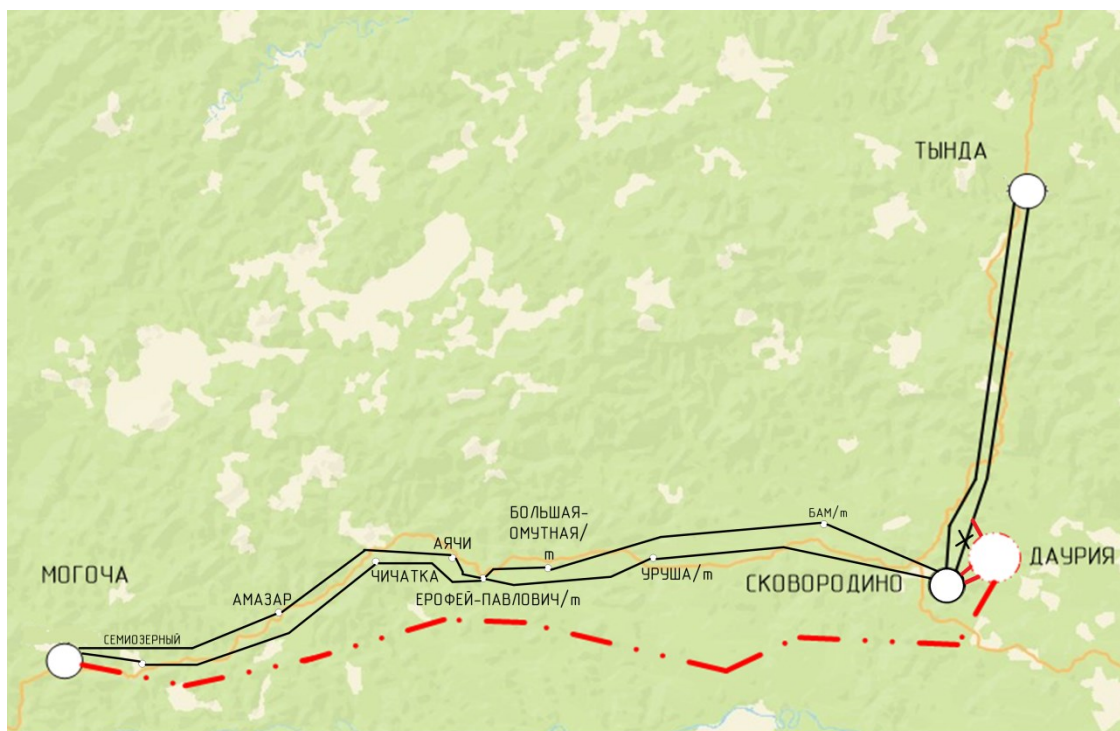


Рисунок 9 – Вариант №4 реконструкции электрической сети

По данным показателям для дальнейшей технической проработки самым оптимальным вариантов реконструкции электрической сети Западного энергорайона Амурской области является вариант №3.

3.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение электрической сети влияет на технико-экономические показатели, от которого зависит дальнейший выбор первичного оборудования. При повышении класса номинального напряжения электрической сети также растут капитальные вложения в возведение линий электропередачи и распределительных устройств подстанции, но при этом уменьшаются издержки на потери электроэнергии и сечение проводника.

Основными параметрами при выборе напряжения являются мощность, протекающая по проводнику и длина самого проводника.

Рассматриваемый вариант предполагает реконструкцию существующей электрической сети с образованием заходов на ОРУ 220 кВ ПС 500/220/35 кВ Даурия, следовательно, выбор номинального напряжения не требуется.

3.3 Компенсация реактивной мощности

Генераторы электростанции являются основными источниками реактивной мощности. В электрических сетях также применяют дополнительные источники реактивной мощности – компенсирующие устройства (КУ).

При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – КУ, расположенными на ПС или у потребителя.

По приказу Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 г №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии)» расчет компенсации реактивной мощности производится по предельному значению $tg\varphi_{пред}$.

$$Q_{КУ} = \frac{(Q_{\max} - P_{\max} \cdot tg\varphi_{пред.})}{n_{с.ш.}} \quad (14)$$

где P_{\max} и Q_{\max} – максимальные значения активной и реактивной мощности нагрузки подстанций, МВт и Мвар;

$n_{сш}$ – число секций шин.

Расчётная нагрузки компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ}^{факт.} = 2 \cdot n \cdot Q_{КУ}^{ном}, \quad (15)$$

где $Q_{КУ}^{ном}$ – номинальная мощность КУ, Мвар;

n – количество БК.

В качестве примера рассмотрим расчёт компенсации реактивной мощности на ПС 220 кВ Тынды:

$$Q_{KV} = \frac{(10,1 - 32,3 \cdot 0,5)}{2} = -3,03 \text{ Мвар.}$$

Для рассматриваемых подстанций расчет проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 19.

Таблица 19– Мощность компенсирующих устройств для подстанций

Название ПС	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Qку, Мвар
ПС 220 кВ Тында	32,3	10,1	-3,03
ПС 220 кВ Сковородино	62,4	12,6	-9,30
ПС 220 кВ Магдагачи	54	26,8	-0,10
ПС 220 кВ Призейская	3,73	1,51	-0,18
ПС 220 кВ Дипкун	1,58	0,71	-0,04
ПС 220 кВ Тутаул	2,03	0,65	-0,18
ПС 220 кВ Ульручи/т	38,8	28,5	-0,45
ПС 220 кВ Талдан/т	28,4	9,53	-2,34
ПС 220 кВ Гонжа/т	38,9	19,39	-0,03
ПС 220 кВ Даурия	27,76	11,1	-1,39

В рассматриваемом эквиваленте электрической сети не требуется компенсация реактивной мощности, поскольку, установленные УШР на ПС 220 кВ Сковородино и ПС 220 кВ Тында, а также наличие СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могоча обеспечивают допустимые параметры режимов электрической сети.

Данный вывод подтверждается и расчетом.

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Сечение провода является важным параметром линии. При увеличении сечения проводника уменьшается издержки на потерю электроэнергии, но увеличивается стоимость на сооружение ЛЭП.

В данной работе сечение проводника выбирается по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетные значения тока, протекающие по проводнику.

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (16)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;
 α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, при числе часов использования максимальной нагрузки в год, равным 5940 ч, принимаем равным 1,2 [4];

I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, кА.

Максимальный ток, протекающий по ВЛ 220 кВ Сквородино – Даурия:

$$I_{\max. \text{Сквородино-Даурия}} = \frac{\sqrt{38,8^2 + 16,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,110 \text{ кА};$$

Расчетное значение тока ВЛ 220 кВ Сквородино – Даурия:

$$I_{\text{Сквородино-Даурия}} = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,110 = 0,133 \text{ кА}.$$

Максимальный ток, протекающий по ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча:

$$I_{\max. \text{Даурия-Могоча}} = \frac{\sqrt{37,5^2 + 25,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,118 \text{ кА};$$

Расчетное значение тока ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча:

$$I_{p. \text{Даурия-Могоча}} = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,118 = 0,142 \text{ кА}.$$

Для ВЛ 220 кВ Сковородино – Даурия предварительно выбираем сечение АС-300/39, для ВЛ 220 кВ Даурия –Могоча выбираем сечение АС-300/39. Длительно допустимый и аварийно допустимый токи для АС-300/39 при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равны 690 А и 822,1 А соответственно. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ОРУ 220 кВ ПС 500/220/35 кВ Даурия

3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции сети

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Практически бесперебойное электроснабжение потребителей I и II категорий обеспечивают при установке на подстанции двух одинаковых трансформаторов. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора при наибольшей нагрузке на 40 %. В большинстве случаев такой режим для двухтрансформаторных подстанций достигают при 70 % загрузке каждого трансформатора на время максимума нагрузки. [12]

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции, из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp.z.i}^2 + Q_{неск.z.i}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (17)$$

где $P_{cp.z.i}$ – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{\text{неск.з.и}}$ – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки.

$$S_p = \frac{\sqrt{22,54^2 + 10,82^2}}{2 \cdot 0,7} = 17,86 \text{ МВА.}$$

Округляем полученное значение расчетной мощности трансформатора до ближайшего номинального значения мощности трансформатора. Предварительно примем к установке трансформаторы маркой ТДТН-25000/220/35/10.

Коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{n.\text{авар.}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.з.и}}^2 + Q_{\text{неск.з.и}}^2}}{(n-1) \cdot S_{T_p}^{\text{ном}}} \leq 1,4 \quad (18)$$

$$K_3^{n.\text{авар.}} = \frac{\sqrt{22,54^2 + 10,82^2}}{(2-1) \cdot 25} = 1,0.$$

Примем к установке трансформатор марки ТДТН-25000/220/35/10 [6].

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание – всякое случайное соединение двух точек, не предусмотренное нормальным режимом работы сети, между токопроводящими частями электроустановки или на землю, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Виды короткого замыкания:

- трехфазное КЗ – $K^{(3)}$;
- двухфазное КЗ (междуфазное) – $K^{(2)}$;
- двухфазное КЗ на землю – $K^{(1;1)}$;
- однофазное КЗ на землю – $K^{(1)}$.

По электрическим параметрам по фазам короткие замыкания могут быть симметричными и несимметричными. Симметричные короткие замыкания – замыкания, при которых все три фазы находятся в одинаковом состоянии, т.е. трехфазные КЗ, остальные являются несимметричными.

Хотя доля трехфазного из общего количества коротких замыканий мало (около 10 %), оно является один из самых тяжелых режимов работы, поэтому во многих определяется для проверки условий работы электрооборудования [23].

В сетях с заземленной нейтралью наиболее частыми являются однофазные КЗ. С увеличением количества подпитки от узлов, электрически связанные с землей (силовые трансформаторы и реакторы с схемой соединения обмоток имеющую заземленную звезду) значение тока однофазного КЗ может превышать трехфазное.

При коротком замыкании, как указано выше, наблюдается резкое увеличение значения тока, протекающего по электрооборудованию, что может привести к механическому повреждению. Помимо тока, наблюдается сильное понижение напряжение вблизи точки замыкания, что может привести к

лавинοобразному отключения электрооборудования посредством сетевой и режимной автоматики вплоть до остановки электродвигателей у потребителей и электрогенераторов на электростанциях.

Таким образом короткое замыкание является аварийным и при рассмотрении реконструкции электрической сети в связи с подключением новых потребителей необходимо произвести расчет и анализ токов короткого замыкания.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить расчетную математическую модель, включающая в себя рассматриваемый объект реконструкции и смежные элементы электрической сети с перспективой не менее чем в 5 лет после ввода его в эксплуатацию [23].

Для начала необходимо составить расчетную схему замещения рассматриваемой электрической сети на основе принципиальной схемы сети и определить параметры элементов схемы.

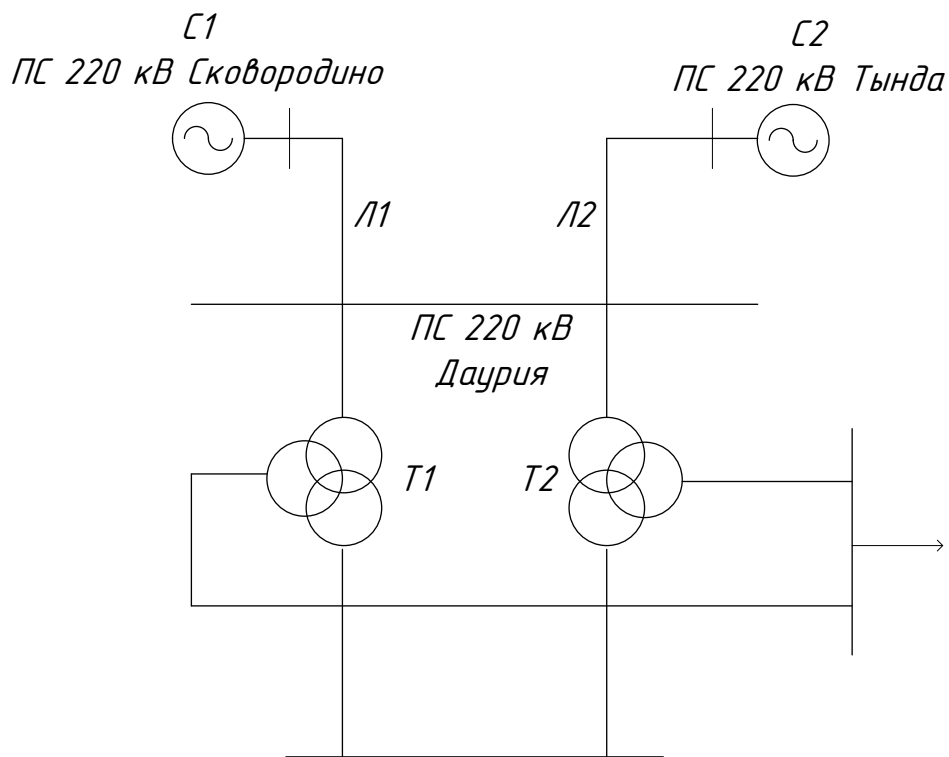


Рисунок 10 – Исходная схема электрической сети

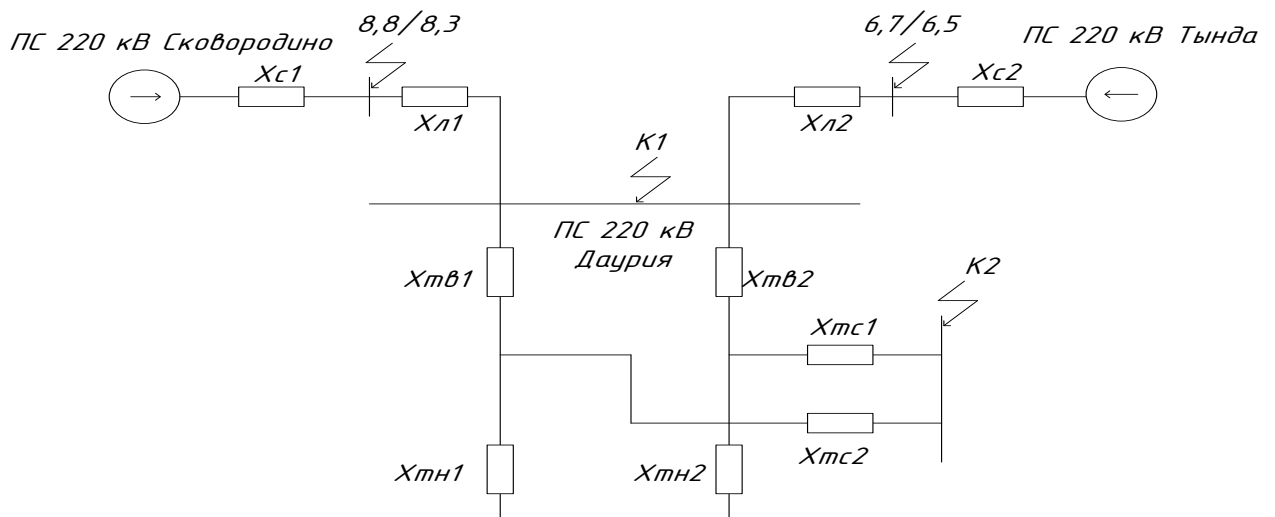


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Параметры эквивалентного источника определим по следующей формуле:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}, \quad (18)$$

где U_{cp} – класс номинального напряжения среднего ряда, кВ;

$I_K^{(3)}$ – значение тока трехфазного короткого замыкания, кА.

Параметры линий электропередачи:

$$X_l = X_{y0} \cdot L, \quad (19)$$

где X_{y0} – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

L – длина ЛЭП, км.

Параметры силового трансформатора:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном}} \quad (20)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность силового трансформатора.

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{но}^κ = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}, \quad (21)$$

где E – эквивалентное ЭДС системы, кВ;

X_{Σ} – эквивалентное сопротивление схемы замещения к точке короткого замыкания, Ом.

Расчет токов короткого замыкания был выполнен с помощью ПК RastrWin3.

Таблица 20 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
ПС Даурия 220 кВ	9,861	7,752	21,106
ПС Даурия 35 кВ	17,152	-	36,710

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОРУ 220 И ЗРУ 35 КВ ПОДСТАНЦИИ 500/220/35/10 КВ

5.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Основным этапом проектирования подстанции является выбор главной схемы, определяющим состав элементов и связь между ними.

Выбор главной схемы подстанции следует проводить, учитывая следующие факторы:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- класс напряжения
- число входящих и отходящих линий, питающие потребителя.

Также к выбору главной схемы электрических соединений подстанции накладываются следующие требования:

- обеспечение наглядности и экономичности;
- обеспечение возможности проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство эксплуатации;
- безопасность и экологичность обслуживания.

Учитывая перечисленные требования и факторы к выбору главной схемы подстанции, для подстанции узлового типа с потребителями первой и второй категории выбираем схему распределительного устройства 220 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Для питания потребителей выбираем схемы КРУ 35 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Схемы РУ представлены на рисунке 12 [15].

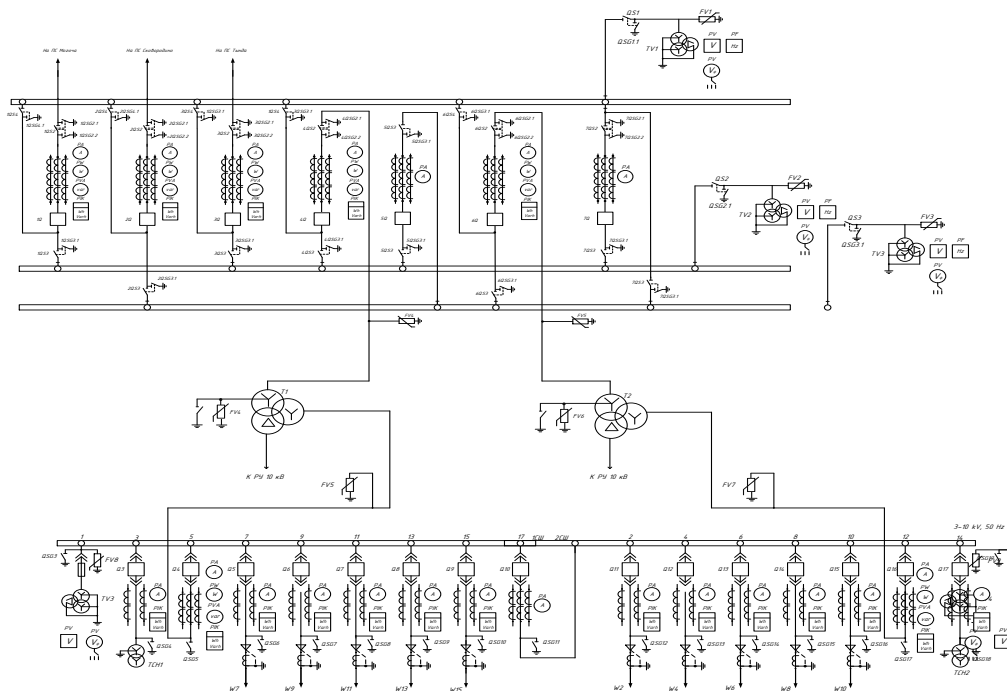


Рисунок 12 – Однолинейная схема ОРУ 220 и ЗРУ 35 кВ подстанции Даурия
500/220/35/10 кВ

5.2 Выбор комплектных распределительных устройств

На стороне 35 кВ выбираем закрытое распределительное устройств серии КРУ-СВЭЛ-К-3.1 35 кВ. КРУ данного типа, предназначенное для распределения энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц на напряжение 35 кВ, благодаря особенности своего блочного исполнения может работать в карьерах, на буровых установках и других труднодоступных объектах в самых суровых климатических условиях [28].

Таблица 21 – Основные параметры ЗРУ серии КРУ-СВЭЛ-К-3.1 35 кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5

Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	1250; 2500
Номинальный ток сборных шин, А	1250; 2500
Ток термической стойкости, кА	25; 31,5
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ, кА	63; 81
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные, воздушные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

5.3 Выбор выключателей

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепей высокого напряжения в любых режимах.

По конструкции выключатели могут быть элегазовыми, вакуумными, электромагнитными и т.д.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (22)$$

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.маx} \leq I_{ном} \quad (23)$$

где $I_{раб.маx}$ – максимальный возможный рабочий ток присоединения, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата, А.

Условие по динамической устойчивости аппарата:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (24)$$

где $i_{пр.скв}$ – предельно допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата;

$i_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания.

Для ОРУ 220 кВ предварительно выбираем отечественные вакуумные выключатели ВЭБ–УЭТМ–220 кВ.

Выключатель данного типа предназначен для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах работы сети трехфазного исполнения переменного тока с частотой 50 Гц на напряжение 220 кВ.

Выключатель необходимо проверить по условию термической стойкости:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (25)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, состоящая из суммы времени собственного отключения выключателя и времени срабатывания 2 ступени селективности резервной релейной защиты.

I_{n0} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

$$B_k = 9,861^2 \cdot (3,05 + 0,02) = 298,525 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателя при аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (26)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключенном токе, 40 %;

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения, кА;

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,284 \text{ кА.}$$

Максимально рабочий ток:

$$I_{раб.мах} = \frac{198}{\sqrt{3} \cdot 220} = 519,615, \quad (27)$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 520 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,106 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 298,525 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{н0} = 9,861 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{н0} = 9,861 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{н0}$
$i_{а.ном} = 47 \text{ кА}$	$i_{ат} = 13,946 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Для установки на КРУ 35 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-П-35-25/2500 35 кВ. Проверка проводится аналогичным способом, более подробный расчет представлен в Приложении А.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЩ-П-35-25/2500 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1381 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 36,710 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 900,225 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 150 \text{ кА}$	$I_{н0} = 17,152 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{н0} = 17,152 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{н0}$
$i_{а.ном} = 55,57 \text{ кА}$	$i_{ат} = 24,257 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Судя по результатам, выключатели соответствуют данным условиям.

5.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится аналогично выключателям, кроме проверки отключающей способности, так как разъединитель не предназначен для отключения под нагрузкой.

В качестве разъединителей на стороне 220 кВ предварительно выбираем РПД-УЭТМ-220 завода «Уралэлектромонтаж» горизонтально-поворотного типа с тремя заземляющими ножами. Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение паспортных и расчетных данных разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 520 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$

1	2	3
$i_{np.cкв} = 125 \text{ кА}$	$i_{yд} = 21,106 \text{ кА}$	$i_{np.cкв} \geq i_{yд}$
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 298,525 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 298,525 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

5.5 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности.

Для выбора трансформатора тока необходимо узнать общую нагрузку:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (28)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка в выбранном классе точности.

$$Z_{2ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (29)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

I_2 – вторичный ток ТТ, примем 5 А.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивлений приборов, сопротивления соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к}. \quad (30)$$

Для определения сопротивления приборов необходимо определиться с их числом и типом. Провода, создающие связь между приборами и трансформаторами тока должны иметь сечение не менее 2,5 мм² для медным и 4 мм² для алюминиевым материалами и не более 6 и 10 мм² соответственно. Далее определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов измерения и контроля, считая только активной сопротивлением, т.е. $Z_{пров} = R_{пров}$. Перечень приборов, считающихся за вторичную нагрузку, представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,8	1,8	1,8
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,8	1,8	1,8
Линии 220 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	7,9	7,9	7,9
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	1,8	1,8	1,8
Варметр	4	ЦП 8506/120	1,8	1,8	1,8
Линии 35 кВ					
Амперметр	14	ЦП 8501/10	3,7	3,7	3,7
Ваттметр	14	ЦП 8506/120	0,9	0,9	0,9
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,9	0,9	0,9
Счетчик комплексный	14	ION - 8600	3,7	3,7	3,7
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0

Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 35 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,8	0,8	0,8
Итого			11,9	11,9	11,9

Для поддержания заданного класса точности номинальная нагрузка трансформатора тока должна быть больше подлеченной нагрузки:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}) \quad (31)$$

На распределительном устройстве 220 кВ ориентировочно примем к установке трансформатор тока типа ТВГ-УЭТМ-220, встроенный в выбранный выше выключатель.

$$Z_{2ном} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5} = 2,309 \text{ Ом.}$$

Максимально допустимое сопротивление провода определим как:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \sum R_{приб} - R_{к}. \quad (32)$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенные к ТТ:

$$\sum R_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_2^2}. \quad (33)$$

$$\sum R_{приб} = \frac{5,5}{5} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

$$R_{np} = 2,309 - 0,22 - 0,05 = 2,036 \text{ Ом.}$$

Ориентировочное сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}}, \quad (34)$$

где l – длина соединительного кабеля (для 220 кВ – 60 м, для 35 кВ – 7 м).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{2,1} = 0,83 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АКРНГ с сечением 4 мм².

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,22 + 0,833 + 0,05 = 1,1 \text{ Ом.}$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнение паспортных и расчетных данных трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 520 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 2,31 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,64 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,106 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 298,525 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Принимаем к установке ТВГ-УЭТМ-220.

На стороне 35 кВ ориентировочно примем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35. Выбор аналогичен выбору трансформатора тока 220 кВ, более подробный расчет представлен в Приложении В. Сравнение расчетных и паспортных данных представлен в таблице .

Таблица 27 – Сравнение паспортных и расчетных данных трансформатора тока на стороне 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3233 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 1,38 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,1 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 66,84 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 610 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 360,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Примем к установке ТОЛ-СЭЩ-35.

5.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (35)$$

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

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

Установка трех однофазных трансформаторов напряжения НАМИ, соединенные по схеме «разомкнутый треугольник»» предоставляет возможность измерить линейные напряжения. В сетях, где наблюдаются малые токи на землю, для измерения значения напряжения могут быть установлены трансформаторы напряжения НАМИ 3-х обмоточные пятистержневые с обязательным заземлением нулевой точки.

Так же, как и при выборе трансформаторов тока для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч}$ [5].

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой в цепь высокого напряжения включаются параллельно. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Изоляция первичной обмотки и вводы в аппарат выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону 220 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	2	ЦП 8506/120	30
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	2	ЦП 8506/120	14

Расчетная мощность трансформатора напряжения:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (36)$$

$$S_p = \sqrt{100^2 + 64^2} = 118,7 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения представлено в таблицах 29, 30.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 118,7 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ –35-У2.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_p = 68 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

5.7 Выбор сборных шин и изоляторов

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС или проводниками трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ.

Выбор сечения проводника производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{дон}} \cdot \quad (37)$$

На ОРУ 220 кВ предварительно выбираем ошиновку, выполненную сталеалюминевым проводом АС-300/39.

$$203 \leq 710 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (38)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{298,525}}{90} = 191,976 \text{ мм}^2.$$

$$191,976 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

При величине периодической составляющей короткого замыкания больше 20 кА гибкие шины проверяются на динамическую устойчивость. В нашем случае ток короткого замыкания составляет 9,861 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не проводится.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (39)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля.

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (40)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (41)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 500 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,628 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{500}{1,2}} = 24,773 \text{ кВ/см}.$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \tag{42}$$

$$107 \cdot 12,39 \leq 0,9 \cdot 31,628$$

$$26,507 \leq 28,46$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

На низкой стороне выбираем жесткую ошиновку – алюминиевые однополюсные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т размером 120х8. Выбор производится аналогично, подробный расчет представлен в Приложении В.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (43)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (44)$$

На стороне 220 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 10-220-А-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12000 = 7200 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 2100$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (45)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{8,515 \cdot 10^8}{0,8} \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 10^{-7} = 147,484 \text{ Н}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}, \quad (46)$$

$$K_h = \frac{1020 + 120 + \frac{100}{2}}{1020} = 1,081$$

Проверка:

$$F_{расч} = 168,3 \text{ Н} \leq F_{дон} = 7200 \text{ Н}.$$

Таким образом, ОСК 10-220-А-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Для стороны 35 кВ выбираем опорный изолятор ОСК 10-35-А-2 УХЛ1.

Допустимая сила на изгиб:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна $H_{\text{из}} = 400$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{35984^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 1,28 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{\text{расч}} = 1286 \text{ Н} \leq F_{\text{дон}} = 9600 \text{ Н} .$$

Таким образом, ОСК 10-25-А-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

В качестве проходного изолятора выбираем ИПУ-10/630-7,5 УХЛ1.

Допустимая сила на изгиб:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Высота изолятора $H_{\text{из}} = 610$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{40328^2}{0,8} \cdot 3,429 \cdot 10^{-7} = 2,415 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 2415 \text{ Н} \leq F_{дон} = 4500 \text{ Н} .$$

5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

От типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия компенсаторов и типа электрооборудования зависит перечень потребителей собственных нужд этой подстанции.

Наиболее важными потребителями являются оперативные цепи, система связи, аварийное освещение, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, система пожаротушения.

Питание потребителей собственных нужд осуществляется с помощью понизительных трансформаторов на напряжение на низкой стороне 380/220 В, так как нагрузка невелика.

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд производится с учётом коэффициентов одновременности и загрузки отдельно летней и зимней нагрузки нормального режима работа, а также в ремонтном состоянии работы подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	$P_{уст}$, кВт	Q , квар
Охлаждение трансформатора	0,8	25,1	17,08
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	15	-
Отопление и освещение ОПУ	1	120	-
Отопление и освещение ДП	1	90	-
Освещение ОРУ	1	15	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	48	-
Итого		353,1	17,08

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (47)$$

$$S_p = \sqrt{353,1^2 + 17,08^2} \cdot 0,8 = 283 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ–400/35/0,4.

5.9 Выбор аккумуляторных батарей

В цепях оперативного тока по роду тока выберем постоянный. Источник питания постоянным током является больше надежным, чем на переменном токе.

Аккумуляторные батареи в совокупности с установками постоянного тока используют для питания сетей автоматчики, сигнализации, управления, освещения станции (подстанции).

Устройство установки постоянного тока включает в себя аккумуляторные батареи и подзарядное устройство.

При нарушении нормального режима работы подстанции преобразователь, в качестве которого используют выпрямители и генераторы, отключается и всю нагрузку собственных нужд на себя берёт аккумулятор.

Выбор аккумуляторных батарей производится с учетом класса номинального напряжения схемы присоединения и необходимой ёмкостью.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (48)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n = \frac{283}{2,15} = 132 .$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{283}{2,6} = 109 .$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{283}{1,75} = 162 .$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (49)$$

$$n_{доб} = 162 - 132 = 30.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, 54 \quad (50)$$

где $I_{ав}$ – нагрузка установившегося получасового разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-1-24х1.

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (51)$$

где $I_{T \max}$ – максимальный толчковый ток для данного вида батарей 1269 А.

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6$$

Следовательно, нужно выбрать аккумулятор с типовым номером 28.

Окончательно принимаем СК-1-28х1.

По кривой определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_n, \quad (52)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (53)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В.}$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}, \quad (54)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (55)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем ЗВУ НРТ «Ольдам».

5.10 Разработка заземления и молниезащиты

Составной частью электроустановок, служащая для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за её пределами является заземляющие устройства.

Заземление является сложной системой. Общая форма и линейные размеры системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно заземляющее устройство выполняется в виде сетки с прямоугольными ячейками, соединенные с вертикальными электродами молниеотводов. Также вертикальные электроды могут располагаться по периметру сетки для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В высоковольтных установках заземление бывает: защитное, рабочее и заземление молниезащиты. Защитное заземление предназначено для обеспечения безопасности персонала, обслуживающее электроустановку. Рабочим является заземление нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных трансформаторов и т.д. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводы и других конструкций, в которые произошел удар молнии.

Определение стационарного и импульсного заземляющего устройства подстанции осуществляется по следующему алгоритму.

Площадь, используемая под заземляющее устройство подстанции, определяется, как:

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (56)$$

где a – ширина подстанции;

b – длина подстанции;

$$S = (35 + 2 \cdot 1,5) \cdot (80 + 2 \cdot 1,5) = 3154 \text{ м.}$$

Выбирается диаметр горизонтального луча (заземляющих проводов) в сетке. Для данной ПС выбираем $d = 20 \text{ мм}^2$.

Проверка по условию механической прочности:

$$F_{\text{мех.}} = \pi \cdot \left(\frac{d}{2}\right)^2, \quad (57)$$

$$F_{\text{мех.}} = 3,14 \cdot \left(\frac{20}{2}\right)^2 = 314,16 \text{ мм}^2.$$

Для электроустановок 110 кВ и выше необходима их проверка на термическую стойкость:

$$F \geq I_3 \frac{\sqrt{t}}{c}, \quad (58)$$

где F – требуемое сечение заземляющего проводника, мм^2 ;

I_3 – ток замыкания на землю, А;

t – длительность замыкания на землю;

c – коэффициент, равный 74 для стали и 195 для меди.

$$F \geq 48,31 \text{ мм}^2,$$

$$F \geq 9861 \cdot \frac{\sqrt{0,27}}{74} = 69,24 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F \geq 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (D_{\text{нр}} + S_{\text{сп}}), \quad (59)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad (60)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта;

T – время использования заземляющего устройства, мес.

$$F \geq 3,14 \cdot 0,668 \cdot (10 + 0,668) = 43,37 \text{ м}^2,$$

$$S_{cp} = 0,668 \text{ мм}^2.$$

Общая проверка:

$$F_{мех.} \geq F_{min.} \geq F_{кор.} + F_{тер}, \quad (61)$$

$$314,16 \geq 280 \geq 99,93.$$

Выбирается вертикальный электрод и его глубину залегания для рассматриваемой климатической зоны.

Принимается шаг сетки контура заземления и определяется суммарная длина горизонтальных полос:

$$L = (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k}, \quad (62)$$

где k – шаг сетки контура заземлителя, м;

$$L = (35 + 3) \cdot \frac{(80 + 3)}{7} + (80 + 3) \cdot \frac{(35 + 3)}{7} = 901,1 \text{ м.}$$

Уточняется суммарная длина всех горизонтальных электродов при представлении площади ПС квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} :

$$L_y = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (63)$$

где S – площадь, занятая заземлителем;

m – число ячеек:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (64)$$

$$m = \frac{901,1}{2 \cdot \sqrt{3154}} = 8,$$

$$L_y = 2 \cdot \sqrt{3154} \cdot (8 + 1) = 1010,9 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{p}, \quad (65)$$

где p – расстояние между вертикальными электродами.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{3154}}{14} = 16$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_y + n \cdot l_g} \right), \quad (66)$$

где A – коэффициент, зависящий от отношения $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$,

$$R = 80 \cdot \left(\frac{0,05}{\sqrt{3154}} + \frac{1}{1010,9 + 16 \cdot 6} \right) = 0,143 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (67)$$

где α_u – импульсный коэффициент;

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (68)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 56,13}{(80 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,42,$$

$$R_u = 1,42 \cdot 0,143 = 0,203 \text{ Ом.}$$

Расчетное значение импульсного сопротивления меньше нормированного (0,5 Ом).

На ОРУ 220 кВ ПС 500/220/35 кВ Даурия применяется 4 молниеотвода, расположенные на линейных порталах.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (69)$$

где h – принятая высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_0, \quad (70)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h \quad (71)$$

Результаты расчет сведем в таблицу 32.

Таблица 32 – Результат расчета зоны защиты

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
ОРУ 220							
1 и 2	25,5	14,87	18,64	4,58	13,47	18,64	3,42
2 и 3	45	14,87	18,64	4,58	12,68	16,5	2,19
3 и 4	25,5	14,87	18,64	4,58	13,47	18,64	3,42
4 и 1	45	14,87	18,64	4,58	12,68	16,5	2,19

5.11 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений на класс напряжений 35 кВ и выше конструктивно выполнены в виде блока последовательно соединенных оксидно-цинковых варисторов, заключенного в полимерную покрышку. Покрышка представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенной на нее защитой ребристой оболочкой из кремнийорганической резины.

Предварительно выбираем ОПН-П1-220/154/10 У1.

Выбираем ОПН по номинальному напряжению сети:

$$U_{ном} \geq U_{раб} \cdot \quad (72)$$

$$220кВ \geq 220кВ$$

Проводим проверку по наиболее рабочему напряжению ОПН:

$$U_{ном.мах} \geq U_{раб.мах} \cdot \quad (73)$$

$$U_{раб.мах} = \frac{1,15 \cdot U_{раб}}{\sqrt{3}} \cdot \quad (74)$$

$$U_{раб.мах} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,07 \text{ кВ};$$

$$154кВ \geq 146,07 \text{ кВ}$$

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остаточного напряжения ОПН, которое должно быть не менее, чем на 15-20 % ниже испытательного напряжения $U_{ки}$.

$$U_{ост.к.} \leq \frac{U_{ки}}{(1,15-1,2)} \cdot \quad (75)$$

Выдержанный уровень коммутационных перенапряжений:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50} \cdot \quad (76)$$

где $U_{исп50}$ – пятидесятипроцентное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 253 кВ.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 253 = 433,42 \text{ кВ.}$$

$$374 \leq 433,42 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$374 \leq 361,2 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечивать защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = \frac{(U_{дон} - U_{ост.к})}{U_{дон}} > (0,15... \quad (77)$$

где $U_{дон}$ – допустимый уровень внутренних перенапряжений (450 кВ);

$$A_{вн} = \frac{(450 - 175)}{450} > (0,15...$$

$$A_{вн} = 0,17 > (0,15...$$

ОПН должен обеспечивать необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = \frac{(U_{дон} - U_{ост.к})}{U_{дон}} > (0,15... \quad , \quad (78)$$

$$A_{гр} = 0,17 > (0,15...$$

Выбранный ограничитель перенапряжения удовлетворяет условиям проверки. Условия проверки ОПН-П1-220/154/10-УХЛ1 представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Условия проверки ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-220/154/10-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	154
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	374
Длина пути утечки, см	650
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,75

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети

Для защиты ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча , ВЛ 220 кВ Сковородино – Даурия и КВЛ 220 кВ Тында №1 – Даурия в качестве основной защиты применяем дифференциальную защиту в составе шкафа Сириус-Т, в качестве резервной шкаф Силиус-Л, в состав которого входят дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка.

Для защиты силового трансформатора высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты Сириус-Т. Данный терминал применяется для защиты двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторов.

6.2 Релейная защита силового трансформатора

Расчеты следует производить по методике изготовителя. В устройстве Сириус-Т все расчеты производятся в первичных величинах, поэтому в устройство защиты необходимо ввести данные об аналоговых входах (номинальные токи входов устройства, параметры высоковольтных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения) и о защищаемом объекте (мощность, напряжения всех сторон защищаемого объекта, номинальные токи) [11].

6.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (79)$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,76 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390,1 \text{ А}.$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего.

На ОРУ 220 кВ ПС 500/220/35 кВ Даурия установлены следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТВГ-УЭТМ-220, на стороне СН – ТОЛ-СЭЩ-35.

Определяем коэффициент трансформации ТТ:

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{3500}{5} = 700;$$

$$K_{\text{ТТ.СН}} = \frac{3500}{5} = 700.$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{\text{вн.2}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}}}{K_{\text{тт.вн}}}, \tag{80}$$

где $I_{\text{ном.вн}}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{\text{тт.вн}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{вн.2}} = \frac{62,76}{700} = 0,09 \text{ А};$$

$$I_{сн.2} = \frac{390,1}{700} = 0,56 \text{ А.}$$

Необходимо проверить трансформаторы тока на предельно допустимую кратность тока. Это можно выполнить следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{ном.Т}} \geq \frac{I_{кз.вн.мах}}{I_{ном.Т}}, \quad (81)$$

где $I_{кз.вн.мах}$ – максимальный ток короткого замыкания, А.

$$K'_{вн} = \frac{9861 \cdot 700}{62,76} = 10999 \geq 157,12;$$

$$K'_{сн} = \frac{17152 \cdot 700}{390,1} = 30778 \geq 43,97.$$

Все выбранные трансформаторы тока проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб*} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}, \quad (82)$$

где $K''_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной процесс, $K''_{пер} = 2,5$;

ε – полная относительная погрешность трансформатора тока, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{рег*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег*} = 0,02$;

$\Delta f_{выр*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч,
 $\Delta f_{выр*} = 0,02$

$$I_{нб*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}) \quad (83)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{отс} = 1,1$.

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных установленных для терминала. Параметры характеристик приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т,расч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения ($K_{Т1}$) через $I_{Т,расч*}$ по формуле:

$$K_{Т1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{Т,расч*}}, \quad (84)$$

$$K_{Т1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3.$$

Сквозной ток для трансформаторов принимается равным $I_{скв*} = 3$ о.е. Коэффициент торможения превышает значение в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{т1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{т.расч*}}, \quad (85)$$

$$K_{т1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Для четвертой тормозной характеристики условие выполнено.

6.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает силовой трансформатор, при этом также являясь его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности на трансформаторах с односторонним питанием, для обеспечения резервирования при коротком замыкании в трансформаторе.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (86)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной нагрузке:

$$I_{p.\max.\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН.НОМ}}}; \quad (87)$$

$$I_{p.\max.\text{ВН}} = \frac{25000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 230} = 43,93 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз.МТЗ}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 43,93 = 120,81 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз.МТЗ.ВН}}}; \quad (88)$$

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{854}{120,81} = 7,08 > 1,5.$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Чувствительность МТЗ отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии.

$$t_{\text{сз.МТЗ}} = t_{\text{л.наиб}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.} \quad (89)$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{I_{\text{сз.МТЗ}} \cdot 100}{K_{\text{ИТ}} \cdot 5}, \quad (90)$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{120,81 \cdot 100}{700 \cdot 5} = 3,45\%.$$

6.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки по способу работы аналогична с МТЗ, но действует по сигналу о длительном протекании чрезмерно токов с чрезмерно высоким значением. Устанавливается со всех сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} , \quad (91)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,05$.

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 62,76 = 82,37 \text{ А.}$$

В терминале Сириус так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии не выявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

6.2.4 Газовая защита

Газовая защита, способная различить степень повреждения трансформатора, реагирует на газообразование в баке либо подачей сигнала, либо отключением.

Основой газовой защиты является газовое реле, которое устанавливается между баком и расширителем. В Российской Федерации используют реле типа ВФ80/Q с двумя шарообразными поплавками, выполненные из пластмассы. Конструктивно такое реле имеет особенности, но принцип действия такой же, как и у остальных типах реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

К достоинствам газовой защиты можно отнести высокую чувствительность и реакцию практически на все повреждения внутри бака силового трансформатора, простоту выполнения, небольшое время срабатывания. К недостаткам можно отнести бездействие при повреждении вне бака, ложное срабатывание при попадании воздуха в бак, ложное срабатывание в районах с высокой частотой землетрясений. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений [11].

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью $P_t > 6300$ кВА. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности. На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа VF80/Q. Основная газовая защита имеет воздействие на выключатель – отключение. Резервная газовая защита сигнализирует о повышении давления в баке трансформатора.

6.3 Релейная защита линии электропередачи

Для рассматриваемых ЛЭП в качестве основной защиты будем использовать телеускорение ступеней резервных защит дистанционной защиты и токовой направленной защиты нулевой последовательности в составе шкафа Сириус-Л. При срабатывании пусковых органов 2 ступени дистанционной защиты или 3 ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности комплекта одной из стороны линии электропередачи посылается сигнал телеускорения комплект резервных защит противоположной стороны линии и принимает обратно. Данный способ позволяет отключить защищаемую линию электропередачи без выдержки времени при всех видах короткого замыкания, что говорит об абсолютной селективности, критерий, причастный к основной защите.

В качестве резервных защит будем использовать 3 ступени дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий, срабатывающие при КЗ в пределах 85% линии, в зоне ближнего и дальнего резервирования; а также 4 ступени токовой защиты нулевой последовательности, каждая ступень отвечающая за отключение при КЗ на землю: в пределах 20-30% рассматриваемой линии; в зоне ближнего резервирования при максимальных и минимальных режимах, в зоне дальнего резервирования.

6.4 Автоматика управлением выключателя

Автоматическое повторное включение (АПВ) необходимо включение поврежденного элемента сети, отключенным в результате срабатывания релейной защиты. При устойчивом коротком замыкании, когда за промежуток времени (цикл АПВ) авария не устранилась, отработанное АПВ можно считать неуспешным. При ликвидации короткого замыкания за цикл АПВ, отработанное АПВ можно назвать успешным.

В зависимости от количества приводов на фазах выключателя АПВ классифицируют:

- однофазное АПВ;

- трехфазное АПВ;
- комбинированное АПВ.

По режимам работы АПВ классифицируются:

– По факту – главным условием включения является прохождение цикла АПВ;

- с проверкой отсутствия напряжения на элементе (КОНШ, КОНЛ);
- с проверкой наличия напряжения на элементе (КННШ, КННЛ);
- с контролем синхронизма;
- с улавливаем синхронизма.

Автоматическое повторное включение реализовано в шкафе Сириус 2В.

7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

7.1 Подготовка исходных данных для расчета

Исходными данными для расчета режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформаторам, необходимые для расчета, определяются по справочникам.

В данном проекте составлялись исходные данные для расчета установившегося режима существующей сети, за исключением параметров элементов подстанций Даурия и Могоча. Параметры ВЛ 220 кВ Сковородино – Даурия, КВЛ Тында №1 - Даурия и ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Параметры ВЛ

Участок сети	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Вариант №3			
ВЛ 220 кВ Сковородино – Даурия	0,24	0,87	-5,2
КВЛ 220 кВ Тында №1 – Даурия	5,70	49,17	-561,3
ВЛ 220 кВ Даурия - Могоча	31,75	139,0	-855,4

Параметры силового трансформатора ТДТН-25000/220 представлены в таблице 36.

Таблица 36 –Параметры трансформатора

Трансформатор	R _T , Ом	X _T , Ом	B _T , мкСм	G _T , мкСм	k_{mp}
ТДТН-40000/220/35/10	5,71	275,02	5,6	0,9	1,0
	5,71	-	-	-	0,167
	5,71	148,01	-	-	0,048

7.2 Расчет максимального режима и его анализ

Таблица 37 – Значения напряжений нормального режима в зимний период нагрузки

Название ПС	Uном, кВ	Uрасч, кВ	ΔU , %
ПС Призейская	220	226,69	-3,04
ПС Тутаул	220	223,93	-1,79
ПС Дипкун	220	222,38	-1,08
ПС Тында	220	221,48	-0,67
ПС Сквородино 1 СШ	220	219,99	0,005
ПС Сквородино 2 СШ	220	219,99	0,005
ПС Ульручы/т	220	218,37	0,74
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	220	219,21	0,36
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	220	218,76	0,56
ПС Гонжа/т	220	218,43	0,71
ПС Магдагачи	220	220,14	-0,06
ПС Даурия	220	220,09	-0,04
ПС Могоча	220	220,0	0,0

Таблица 38 – Значения напряжений послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Название ПС	Uном, кВ	Uрасч, кВ	ΔU , %
ПС Призейская	220	215,48	2,05
ПС Тутаул	220	209,19	4,91
ПС Дипкун	220	211,33	3,94
ПС Тында	220	218,85	0,52
ПС Сквородино 1 СШ	220	219,96	0,02
ПС Сквородино 2 СШ	220	219,96	0,02
ПС Ульручы/т	220	217,11	1,31
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	220	217,32	1,22
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	220	215,72	1,95
ПС Гонжа/т	220	214,43	2,53
ПС Магдагачи	220	204,47	7,06
ПС Даурия	220	219,98	0,01
ПС Могоча	220	220,0	0,0

Таблица 39 – Токовая нагрузка нормального режима в зимний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
ЗГЭС	ПС Призейская	690	822,1	235	34,06	28,59
ПС Призейская	ПС Тутаул	690	822,1	219	31,74	26,64
ПС Тутаул	ПС Дипкун	690	822,1	212	30,72	25,79
ПС Дипкун	ПС Тында	690	822,1	214	31,01	26,03
ПС Тында №1	ПС Даурия	690	822,1	82	11,88	9,97
ПС Тында №2	ПС Сквородино	690	822,1	56	8,12	6,81
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	690	822,1	151	21,88	18,37
ПС Сквородино	ПС Ульручы/т	605	735,4	126	20,83	17,13
ПС Ульручы/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	605	735,4	194	32,07	26,38
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	690	822,1	195	28,26	23,72
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	605	735,4	232	38,35	31,55
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	690	822,1	287	41,59	34,91
ПС Магдагачи	ЗГЭС	825	955,2	656	79,52	68,68
ПС Сквородино	ПС Даурия	690	822,1	140	20,29	17,03
ПС Даурия	ПС Могоча	690	822,1	131	18,99	15,93

Таблица 40 – Токовая нагрузка послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
ЗГЭС	ПС Призейская	690	822,1	1025	148,55	124,68
ПС Призейская	ПС Тугаул	690	822,1	776	112,46	94,39
ПС Тугаул	ПС Дипкун	690	822,1	765	110,87	93,05
ПС Дипкун	ПС Тында	690	822,1	944	136,81	114,83
ПС Тында №1	ПС Даурия	690	822,1	105	15,22	12,77
ПС Тында №2	ПС Сквородино	690	822,1	488	70,72	59,36
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	690	822,1	194	28,12	23,60
ПС Сквородино	ПС Ульручи/т	605	735,4	248	40,99	33,72
ПС Ульручи/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	605	735,4	139	22,98	18,90
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	690	822,1	168	24,35	20,44
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	605	735,4	108	17,85	14,69
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	690	822,1	52	7,54	6,33
ПС Магдагачи	ЗГЭС	825	955,2	-	-	-
ПС Сквородино	ПС Даурия	690	822,1	485	70,29	59,00
ПС Даурия	ПС Могоча	690	822,1	133	19,28	16,18

Таблица 41 – Загрузка трансформаторов в зимний период нагрузок

Название ПС	№ СТ	Макс нагрузка	Загрузка трансформаторов	Загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме
ПС 220 кВ Тында	1	16,2	25,71	51,27
	2	16,1	25,56	51,27
ПС 220 кВ Сковородино	1	32,2	51,11	99,05
	2	30,2	47,94	99,05
ПС 220 кВ Магдагачи	1	8,7	34,80	83,08
	2	35,5	88,75	83,08
	3	9,8	24,50	83,08
ПС 220 кВ Призейская	1	1,68	6,72	14,92
	2	2,05	8,20	14,92
ПС 220 кВ Дипкун	1	0,56	2,24	6,32
	2	1,02	4,08	6,32
ПС 220 кВ Тутаул	1	0,98	3,92	8,12
	2	1,05	4,20	8,12
ПС 220 кВ Ульручы/т	1	23,0	57,50	97,00
	2	15,8	39,50	97,00
ПС 220 кВ Талдан/т	1	14,3	35,75	71,00
	2	14,1	35,25	71,00
ПС 220 кВ Гонжа/т	1	22,5	56,25	97,25
	2	16,4	41,00	97,25
ПС 220 кВ Даурия	1	13,88	45,52	91,04
	2	13,88	45,52	91,04

В результате расчета нормального установившегося режима в зимний период нагрузки напряжения в узлах центров питания находятся в пределах нормы согласно требованиям. Самой загруженной линией является ВЛ 220 кВ ЗГЭС - Магдагачи, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равен 825 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равен 955,2 А, загрузка достигает 79,52 % и 68,68 % соответственно. Самыми загруженными силовыми трансформаторами в рассматриваемом режиме является АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Сковородино, в послеаварийном (ПА) режиме работы загрузка равна 99,05 %. Остальные трансформаторы загружены в пределах 70-90 %, данные показатели говорят об неэффективной загрузке трансформаторов, в качестве мероприятий по оптимизации можно рассмотреть режим работы трансформантов N-1 в нормальной схеме. Потери активной мощности рассматриваемого участка сети в нормальном режиме составляют 16,06 МВт при общей нагрузки активной мощности 330,2 МВт, т.е. 4,86 %. Данные значения характеризуют эффективность работы электрической сети.

В качестве послеаварийного установившегося режима в зимний период нагрузки рассмотрим аварийное отключение ЛЭП в нормальном режиме – ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Магдагачи. Напряжения в узлах центров питания находятся в допустимых пределах. Самой загруженной линией является ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Призейская длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равен 690 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 30 °С равен 822,1 А, загрузка достигает 148,55 % и 124,68 % соответственно. Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 42,02 МВт, это 12,73 % от общей нагрузки.

7.3 Расчет минимального режима и его анализ

Таблица 42 – Значения напряжений нормального режима в летний период нагрузки

Название ПС	Uном, кВ	Uрасч, кВ	ΔU , %
ПС Призейская	220	230,92	-4,96
ПС Тутаул	220	223,7	-1,68
ПС Дипкун	220	221,9	-0,86
ПС Тында	220	222,33	-1,06
ПС Сквородино 1 СШ	220	220,01	-0,005
ПС Сквородино 2 СШ	220	220,01	-0,005
ПС Ульручы/т	220	219,41	0,27
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	220	220,7	-0,32
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	220	221,07	-0,49
ПС Гонжа/т	220	221,42	-0,65
ПС Магдагачи	220	223,37	-1,53
ПС Даурия	220	220,13	-0,06
ПС Могоча	220	220,0	0,0

Таблица 43 – Значения напряжений послеаварийного режима в летний период нагрузки

Название ПС	Uном, кВ	Uрасч, кВ	ΔU , кВ
ПС Призейская	220	224,5	-2,05
ПС Тутаул	220	217,77	1,01
ПС Дипкун	220	215,6	2,0
ПС Тында	220	216,22	1,72
ПС Сквородино 1 СШ	220	219,96	0,02
ПС Сквородино 2 СШ	220	219,96	0,02
ПС Ульручы/т	220	217,64	1,07
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	220	217,79	1,0
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	220	216,25	1,7
ПС Гонжа/т	220	214,1	2,68
ПС Магдагачи	220	213,63	2,90
ПС Даурия	220	219,99	0,005
ПС Могоча	220	220,0	0,0

Таблица 44 – Токовая нагрузка нормального режима в летний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
ЗГЭС	ПС Призейская	630,0	690	164	26,03	23,77
ПС Призейская	ПС Тугаул	630,0	690	174	27,62	25,22
ПС Тугаул	ПС Дипкун	630,0	690	154	24,44	22,32
ПС Дипкун	ПС Тында	630,0	690	159	25,24	23,04
ПС Тында №1	ПС Даурия	630,0	690	83	13,17	12,03
ПС Тында №2	ПС Сквородино	630,0	690	58	9,21	8,41
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	630,0	690	46	7,30	6,67
ПС Сквородино	ПС Ульручи/т	528,1	605	28	5,30	4,63
ПС Ульручи/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	528,1	605	153	28,97	25,29
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	630,0	690	144	22,86	20,87
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	528,1	605	173	32,76	28,60
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	630,0	690	217	34,44	31,45
ПС Магдагачи	ЗГЭС	674,1	720	465	68,98	64,58
ПС Сквородино	ПС Даурия	630,0	690	124	19,68	17,97
ПС Даурия	ПС Могоча	630,0	690	100	15,87	14,49

Таблица 45 – Токовая нагрузка послеаварийного режима в летний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
ЗГЭС	ПС Призейская	630,0	690	542	86,03	78,55
ПС Призейская	ПС Тугаул	630,0	690	419	66,51	60,72
ПС Тугаул	ПС Дипкун	630,0	690	413	65,56	59,86
ПС Дипкун	ПС Тында	630,0	690	512	81,27	74,20
ПС Тында №1	ПС Даурия	630,0	690	347	55,08	50,29
ПС Тында №2	ПС Сквородино	630,0	690	256	40,63	37,10
ПС Сквородино	Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	630,0	690	116	18,41	16,81
ПС Сквородино	ПС Ульручи/т	528,1	605	164	31,05	27,11
ПС Ульручи/т	Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	528,1	605	79	14,96	13,06
Оп. №№ 114-115 ПС Талдан/т	ПС Гонжа/т	630,0	690	112	17,78	16,23
Оп. №№ 286-287 ПС Талдан/т	ПС Магдагачи	528,1	605	71	13,44	11,74
ПС Гонжа/т	ПС Магдагачи	630,0	690	27	4,29	3,91
ПС Магдагачи	ЗГЭС	674,1	720	-	-	-
ПС Сквородино	ПС Даурия	630,0	690	188	29,84	27,25
ПС Даурия	ПС Могоча	630,0	690	100	15,87	14,49

Таблица 46 – Загрузка трансформаторов в летний период нагрузок

Название ПС	№ СТ	Макс нагрузка	Загрузка трансформаторов	Загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме
ПС 220 кВ Тында	1	7,3	11,59	23,02
	2	7,2	11,43	23,02
ПС 220 кВ Сковородино	1	28,7	45,56	94,76
	2	31,0	49,21	94,76
ПС 220 кВ Магдагачи	1	4,7	18,80	43,69
	2	12,2	30,50	43,69
	3	11,5	28,75	43,69
ПС 220 кВ Призейская	1	0,68	2,72	5,68
	2	0,74	2,96	5,68
ПС 220 кВ Дипкун	1	0,9	3,60	3,60
	2	-	-	-
ПС 220 кВ Тутаул	1	0,48	1,92	4,08
	2	0,54	2,16	4,08
ПС 220 кВ Ульручы/т	1	16,7	41,75	74,75
	2	13,2	33,00	74,75
ПС 220 кВ Талдан/т	1	7,25	18,13	36,00
	2	7,15	17,88	36,00
ПС 220 кВ Гонжа/т	1	15,7	39,25	70,25
	2	12,4	31,00	70,25
ПС 220 кВ Даурия	1	13,53	44,12	88,24
	2	13,53	44,12	88,24

В результате расчета нормального установившегося режима в летний период нагрузки напряжения в узлах центров питания находятся в пределах нормы согласно требованиям. Самой загруженной линией является ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Магдагачи, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 36°C равен 674,1 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 36°C равен 720 А, загрузка достигает 13,44 % и 11,74 % соответственно. Самыми загруженными силовыми трансформаторами в рассматриваемом режиме является АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Сковородино, в послеаварийном (ПА) режиме работы загрузка равна 94,76 %. Остальные трансформаторы загружены в пределах 70-90 %, данные показатели говорят об неэффективной загрузке трансформаторов, в качестве мероприятий по оптимизации можно рассмотреть режим работы трансформантов N-1 в нормальной схеме. Потери активной мощности рассматриваемого участка сети в нормальном режиме составляют 7,56 МВт при общей нагрузки активной мощности 233,8 МВт, т.е. 3,23 %. Данные значения характеризуют эффективность работы электрической сети.

В качестве послеаварийного установившегося режима в летний период нагрузки рассмотрим аварийное отключение ЛЭП в нормальном режиме – ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Магдагачи, учитывая схему вывода в резерв Т-1 на ПС 220 кВ Дипкун. Напряжения в узлах центров питания находятся в допустимых пределах. Самой загруженной линией является ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Призейская, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 36°C равен 630 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 36°C равен 690 А, загрузка достигает 86,03 % и 78,55 % соответственно. Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 16,15 МВт, это 6,91 % от общей нагрузки.

8 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

Целью данного раздела является показать инвестиционную привлекательность выбранного варианта реконструкция электрической сети. Для достижения этой цели необходимо рассчитать капиталовложения, расчет потерь электроэнергии, расчет эксплуатационных издержек и определение приведенных дисконтированных затрат.

8.1 Расчет капиталовложений

При расчете капиталовложений при реконструкции сети необходимо учитывать демонтаж старого оборудования и установку нового. В данном проекте в части реконструкции сети демонтируются часть КВЛ 220 кВ Тында №1 – Сковородино с заменой на вновь вводимые КВЛ 220 кВ Тында №1 – Даурия и ВЛ 220 кВ ТЛЦ Сковородино – Даурия с проводником АС-300/39, а также рассматривается строительство ОРУ 220 кВ ПС 500/220?35 кВ с установкой двух трансформаторов марки ТДТН-25000/220 и строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча с проводником АС-300/39.

Капиталовложения, куда входит демонтаж оборудования и строительство новой подстанции, рассчитывается по формуле:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП}. \quad (93)$$

Расчет затрат на демонтаж рассчитывается по формуле:

$$K_{дем} = (K_{демЛЭП} + K_{демПС}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (94)$$

где $K_{дем}$ – стоимость демонтажа, тыс. руб;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент.

Затраты на демонтаж ЛЭП:

$$K_{дем} = K_{дем220} \cdot l_{лэп}. \quad (95)$$

$$K_{дем} = 11,8 \cdot 1,4 = 16,52 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{дем} = (16,52 + 0) \cdot 7,4 \cdot 1,3 = 158,9 \text{ тыс. руб.}$$

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{Л}$):

$$K = K_{ПС} + K_{Л} + K_{дем}. \quad (96)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории. Капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{от.з} + K_{пост} + K_{ру} + K_{тр} + K_{ку}) \cdot K_{л} \cdot K_{з}. \quad (97)$$

где $K_{от.з}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ру}$ – стоимость распределительных устройств;

$K_{тр}$ – затраты на установку трансформатора;

$K_{ку}$ – стоимость компенсирующих устройств;

K_{II} – переводной коэффициент, принимаем равным 9,5;

K_3 – зональный повышающий коэффициент, принимаем для Дальнего Востока 1,3.

Стоимость отвода земли для строительства ПС определяется по формуле:

$$K_{OT.3} = S_{OT.3} \cdot C_{OT.3} \quad (98)$$

где $S_{OT.3}$ – площадь отвода земли для строительства ПС;

$C_{OT.3}$ – стоимость отвода земли, принимаем 7 тыс.руб.

Определим капитальные вложения на сооружение подстанции, тыс.руб:

$$K_{ПС} = (15400 + 4750 + 10000 + 2140) \cdot 9,5 \cdot 1,3 = 398781,5;$$

Капиталовложения на сооружения ЛЭП определяются как:

$$K_{Л} = (K_{OT.3} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{II} \cdot K_3 \quad (99)$$

где $K_{OT.3}$ – затраты на отведение земли и вырубку просеки;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость строительства ЛЭП.

Затраты на отведение земли и вырубку просеки определяются по формуле:

$$K_{OT.3} = l \cdot S_{OT.3} \cdot C_{OT.3} + Z_{ПР} \cdot l \quad (100)$$

где l – длина трассы;

$S_{OT.3}$ – площадь отвода земли на 1 км;

$Z_{ПР}$ – затраты на вырубку просеки.

Стоимость строительства ЛЭП определяется по формуле:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l. \quad (101)$$

где K_0 – удельные затраты на 1 км.

Далее определяем капиталовложение на сооружение линий:

$$K_{Л} = (543,484 + 42889,4) \cdot 9,5 \cdot 1,3 = 536396,117 \text{ тыс.руб.}$$

Определим общие капитальные вложения на сооружение линий и ПС для двух вариантов схем, тыс. руб:

$$K = 536396,117 + 398781,5 + 158,9 = 935336,517;$$

8.2 Расчет потерь электроэнергии

Для оценки инвестиционной привлекательности также нужно учитывать потери электрической энергии на участке сети, рассматриваемой при реконструкции. В данной работе рассмотрим потери электрической энергии в силовых трансформаторах и реконструированных участках линии электропередачи.

Потери в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР}. \quad (102)$$

где $\Delta W_{Л}$ – потери электрической энергии в линиях;

$\Delta W_{ТР}$ – потери электрической энергии в трансформаторах.

Потери в ЛЭП:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{эф}^{зим})^2 + (Q_{эф}^{зим})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_{зим} + \frac{(P_{эф}^{лет})^2 + (Q_{эф}^{лет})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_{лет} \quad (103)$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(12,07)^2 + (4,83)^2}{220^2} \cdot (31,75 + 0,24 + 5,70) \cdot 5940 + \frac{(11,76)^2 + (4,70)^2}{220^2} \cdot (31,75 + 0,24 + 5,70) \cdot 2680 = 1116,51 \text{ МВт*ч};$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{ТС} = \frac{(P_{эф}^{зим})^2 + (Q_{эф}^{зим})^2}{n \cdot U_{ном}^2} \cdot R_{ТС} \cdot T_{зим} + \frac{(P_{эф}^{лет})^2 + (Q_{эф}^{лет})^2}{n \cdot U_{ном}^2} \cdot R_{ТС} \cdot T_{лет} + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{Г} \quad (104)$$

$$\Delta W_{ТС} = \frac{(12,07)^2 + (4,83)^2}{2 \cdot 220^2} \cdot (5,71) \cdot 5940 + \frac{(11,76)^2 + (4,70)^2}{2 \cdot 220^2} \cdot (5,71) \cdot 2680 + 2 \cdot 0,05 \cdot 8760 = 960,575 \text{ МВт*ч};$$

$$\Delta W = 1116,51 + 960,575 = 2077,085 \text{ МВт*ч.}$$

8.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – затраты, включающие в себя стоимость ремонта и обслуживания оборудования, стоимость потерь электроэнергии, ежегодные амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{cp}}, \quad (105)$$

где T_{cp} – срок службы оборудования, лет.

$$I_{AM} = \frac{935336,517}{20} = 46766,83 \text{ тыс.руб./год.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭР} = \alpha_{н.лэп} \cdot K_{лэп} + \alpha_{н.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (106)$$

где $\alpha_{н.лэп}$ – ежегодные отчисления на ремонт и обслуживание ЛЭП, 0,008 [10];
 $\alpha_{н.ПС}$ – ежегодные отчисления на ремонт и обслуживание ПС, 0,069 [10];

$$I_{ЭР} = 0,008 \cdot 536396,117 + 0,069 \cdot 398781,5 = 31807,09 \text{ тыс.руб/год.}$$

Издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (107)$$

где $C_{\Delta W}$ – стоимость электроэнергии, в Амурской области 8,91 руб на 2023 год.

$$I_{\Delta W} = 2077,085 \cdot 10^3 \cdot 8,91 = 18506,83 \text{ тыс.руб/год.}$$

8.4 Определение приведенных дисконтированных затрат и ЧДД

Определим приведенные дисконтированные затраты:

$$Z = E_H \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (108)$$

где E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности;

I_{Σ} – суммарные издержки;

K – капиталовложения для сооружения сети.

$$Z = 0,1 \cdot 935336,517 + 97080,75 = 190614,4 \text{ тыс.руб/год}$$

В таблице 47 представлены результаты расчета:

Таблица 47 – Техничко-экономический анализ

Показатель	Вариант №3
Капиталовложения, тыс. руб.	935336,517
Издержки (не учитывая амортизационные отчисления), тыс. руб.	50313,92
Издержки, тыс. руб.	97080,75
Приведенные затраты, тыс. руб.	190614,4

Чистый дисконтированный доход – случай, когда суммарные денежные поступления превышают над суммарными затратами, которые учитывают различность эффектов, в разных моментах времени.

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T (D - (K + И) \cdot (1 + E)^{1-t}) . \quad (109)$$

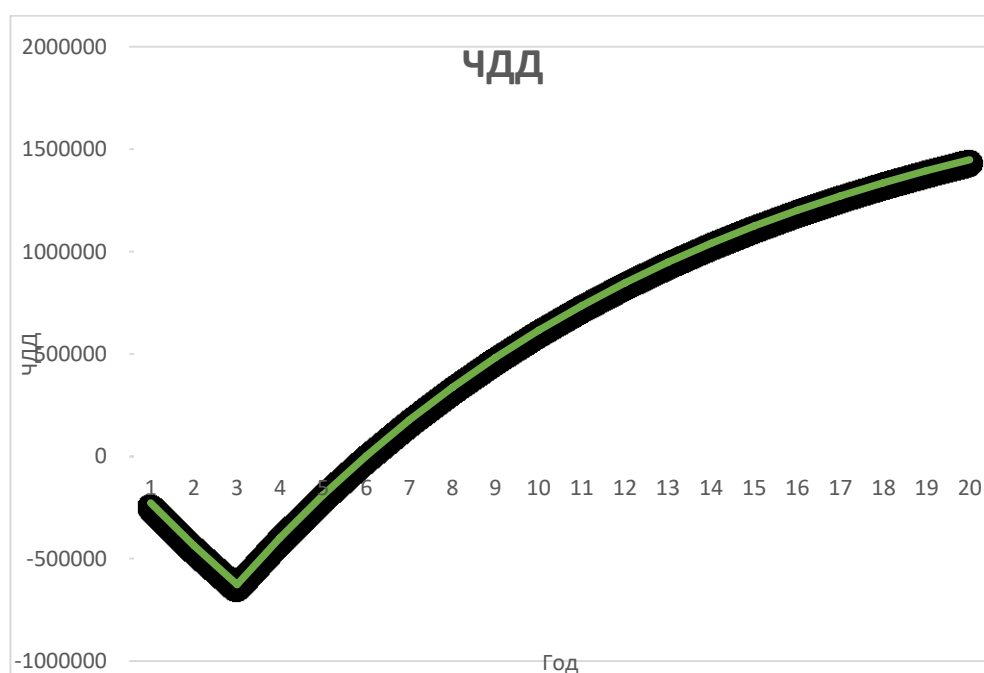


Рисунок 13 – Дисконтированные затраты по проекту

Из приведенного графика видно, что проект окупится уже на шестой год эксплуатации, а ЧДД через 6 лет составит 191 млн. руб.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Перечень мероприятий и проектных решений по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда приведен в данном разделе.

Проект разработан с учетом действующих норм и правил по обеспечению безопасности жизни и здоровья людей. В период строительства важнейшим является обеспечение безопасной работы эксплуатационного и строительномонтажного персонала в зоне производства работ.

Все работы должны производиться в присутствии непосредственного руководителя работ и представителя дирекции предприятия при строгом соблюдении положений следующих нормативных документов:

– СП 12-136-2002 «Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ»;

– Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации об утверждении «Правил труда при строительстве, реконструкции и ремонте», от 11.12.2020 г. № 883н.

– РД 34.03.219 «Инструкция по технике безопасности при размещении, установке и эксплуатации мобильных (инвентарных) зданий контейнерного типа в подразделениях Минэнерго СССР;

– Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения» от 26.11.2020 г. №461;

– ГОСТ 12.3.009-76 «Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности»;

– ГОСТ 12.1.019-2017 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;

– Приказ министерства труда и социальной защиты Российской Федерации об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта. от 18.11.2020 г. №814н;

– Приказ Минэнерго РФ «Об утверждении Инструкции о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях» от 30.06.2003 №263;

– СО 34.03.151-2004 «Инструкция по безопасному производству работ электромонтажниками на объектах электроэнергетики».

Работы должны выполняться в соответствии с проектом производства работ.

При производстве строительно-монтажных работ необходимо соблюдать требования ГОСТ 12.3.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Процессы производственные. Общие требования безопасности» и предусматривать технологическую последовательность производственных операций так, чтобы предыдущая операция не являлась источником производственной опасности при выполнении последующих.

Ответственность за соблюдение требований безопасности при эксплуатации машин, электро- и пневмоинструмента, технологической оснастки, за соблюдение требований безопасности труда при производстве работ возлагается на организацию, осуществляющую работы [13].

Перед началом работ на территории действующей тяговой подстанции заказчик и генеральный подрядчик обязаны оформить акт-допуск. Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом-допуском, несут руководители строительно-монтажных организаций и действующей тяговой подстанции.

Наряд-допуск выдаётся на срок, необходимый для выполнения заданного объёма работ. Лицо, выдавшее наряд-допуск на производство работ, обязано

осуществлять контроль за выполнением мероприятий по обеспечению безопасности труда [13].

Все работающие на строительной площадке должны быть обеспечены питьевой водой, качество которой должно соответствовать санитарным требованиям. Рабочие, вновь принятые в штат и ранее не обученные безопасным методам производства работ по профессии, указанной в приказе о зачислении на работу, не позднее месяца со дня зачисления должны быть обучены безопасным методам производства работ [13].

Применяемые при производстве строительно-монтажных работ машины, оборудование и технологическая оснастка по своим характеристикам должны соответствовать условиям безопасного выполнения работ, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Организация строительной площадки, участков работ и рабочих мест должны обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ. Зоны необходимо ограждать либо выставлять на их границах предупредительные надписи и сигналы [13].

Проходы к рабочим местам должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться материалами и конструкциями. Места временного и постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон.

На границах зон постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Места прохода людей в пределах опасных зон должны иметь защитные ограждения. Высота ограждения производственных территорий – не менее 1,60м, а участков работ – не менее 1,20 м. Присутствие людей и передвижение транспортных средств в зонах возможного обрушения и падения грузов запрещается [16].

Складские площадки должны быть защищены от поверхностных вод.

Техническое обслуживание электрических сетей на стройплощадке осуществляется силами электротехнического персонала, имеющего соответствующую группу по электробезопасности.

Разводка временных электросетей напряжением до 1000 В должна быть выполнена изолированным проводом или кабелем на опорах или конструкциях, рассчитанных на механическую прочность, и на уровне над землей или настилом не менее: 3,50 м – над проходами; 6,00 м – над проездами; 2,50 м – над рабочими местами [16].

Употребление наркотиков и алкоголя запрещено.

В случаях нарушения требований техники безопасности, ставящих под угрозу безопасность персонала и оборудования, работы должны быть приостановлены.

Металлические части машин и механизмов с электроприводами должны быть заземлены, а подводящий кабель защищен от механических повреждений.

9.2 Экологичность

В соответствии с законом РФ «Об охране окружающей природной среды» при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и снятии с эксплуатации предприятий, зданий, сооружений в промышленности, сельском хозяйстве, на транспорте, в энергетике, жилищно- коммунальном хозяйстве должны предусматриваться мероприятия по охране природы, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, а также выполняться требования экологической безопасности проектируемых объектов и охраны здоровья населения [16].

На основании детального анализа исходного состояния окружающей среды и прогноза ее устойчивости к техногенным воздействиям проведена оценка возможного воздействия намечаемой деятельности на природную и социально-экономическую среду. В ходе проведенных исследований установлено следующее:

- В процессе эксплуатации объекта строительства негативного влияния на атмосферный воздух за счет выбросов в атмосферу не будет, в связи

с отсутствием источников выбросов загрязняющих веществ на данном объекте. В период реконструкции выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не превышают допустимых значений.

- Уровень электромагнитного воздействия на окружающую среду прогнозируется ниже допустимых значений и не представляет опасности для нее.

- Строительно-монтажные работы на реконструируемой линии электропередачи не окажут негативного воздействия по шумовому фактору на ближайшую жилую застройку.

- Принятые в проекте решения обеспечивают нормативные требования, как в части рационального потребления водных ресурсов, так и в части охраны природных водных объектов от загрязнения сточными водами.

- Отходы, образующиеся в период реконструкции и эксплуатации, при соблюдении правил сбора, хранения, периодичности вывоза и транспортировки на соответствующие специализированные полигоны, не окажут негативного воздействия на окружающую природную среду.

9.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ. В период строительства источниками загрязнения атмосферного воздуха являются [24]:

- строительная техника и автотранспорт;
- сварочные работы;
- дизель-генераторная установка;
- земляные работы.

Воздействие на атмосферный воздух при строительстве будет носить локальный и кратковременный характер.

Технология выполнения строительно-монтажных работ не требует одновременной работы большого количества строительных механизмов и

транспортных средств. Поэтому их суммарный выброс вредных веществ в атмосферу не требует никаких специальных мероприятий для снижения концентрации вредных примесей в воздухе в районе строительства.

Для снижения воздействия на окружающую среду во время строительства используется современная автотранспортная техника и строительные машины, шумовые характеристики и выбросы вредных веществ, с дымовыми газами которых соответствуют требованиям, предъявляемым в РФ. Заправка строительной техники и автотранспорта производится на существующих заправочных пунктах.

При соблюдении необходимых мероприятий, предусмотренных технологическим процессом производства работ, строительство линейного объекта не окажет негативного воздействия на состояние атмосферного воздуха.

Подрядные организации должны учитывать выбросы в собственных расчетах платы за негативное воздействие [17].

Технологический процесс передачи, преобразования и распределения электрической энергии в период эксплуатации линейного объекта не сопровождается выбросами вредных веществ в атмосферный воздух. В связи с этим проектом не предусматриваются мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения в период эксплуатации.

9.2.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова

При проведении механизированных работ основное воздействие на почвенно-растительный покров связано с передвижением строительной техники и транспортных средств, засорение полосы отвода отходами строительного мусора и горюче-смазочными материалами, вследствие чего, происходит уплотнение почвы и нарушение растительного покрова. Земляные работы, предусматривающие снятие плодородного слоя грунта и обратную засыпку, не должны превышать норму по ГОСТ 17.5.3.06-85.

К источникам техногенного нарушения земель в период строительства относятся земляные работы, проезд строительной техники [24].

При строительстве предусматриваются щадящие по отношению к природе технологии. Охрана земель на территории строительства в период строительства обеспечивается следующими мерами:

- минимизацией площади изымаемых и нарушаемых земель;
- меры по снижению уровня воздействия на земельные ресурсы;
- предупреждением химического загрязнения почв;
- рекультивации нарушенных земель.

Во время подготовительного этапа строительства ЛЭП необходимо предусмотреть устройство открытых площадок для складирования растительного слоя грунта. При снятии слоя почвы должны быть приняты меры к защите ее от загрязнения смешиванием с минеральным грунтом, засорения, водной и ветровой эрозии. Штабели плодородного грунта необходимо располагать на сухих местах отдельно. Высота штабелей должна составлять не более 10,0 м, а угол неукрепленного откоса - не более 30°. Для предохранения штабелей грунта от размыва необходимо устраивать водоотводные канавы. Не допускается перемешивания извлекаемой подстилающей почвы с почвой верхнего, перегнойно-аккумулятивного слоя.

Для охраны земель во время строительства проектом предусмотрены решения технологического и организационного плана [17]:

- для предотвращения загрязнения поверхности земли отходами предусмотреть обеспечение рабочих мест контейнерами для бытовых и строительных отходов и своевременный вывоз их на полигон;
- проезд строительной техники выполнять по существующим автодорогам;
- ремонт и техническое обслуживание автотранспорта производится только на базе строительной-монтажной организации;

– запрещается мойка автотранспорта вне специально установленных мест;

– заправка автомобилей возможна только на стационарных организованных АЗС.

По окончании строительных работ предусмотрено проведение рекультивации, которая предусматривает:

– передислокацию всех временных сооружений, устройств, техники, транспортных средств с территории;

– очистку территории от строительного мусора, остатков металлических конструкций и т.п.;

– вертикальную планировку нарушенной территории (засыпка ям, срезка искусственно образованных бугров).

Для рекультивации нарушенных земель используется снятый при строительстве растительный грунт и грунт, полученный при разработке котлованов.

Необходимо осуществить организацию экологического контроля в период проведения строительно-монтажных работ.

Приведение земель в состояние, пригодное для дальнейшего использования и благоустройства территории производится по окончании строительных работ в соответствии с «Основами земельного законодательства России».

В период эксплуатации процесс передачи, преобразования и распределения электроэнергии вредными воздействиями на земельные угодья не сопровождается. В связи с этим проектом не предусматриваются мероприятия по предупреждению вредного воздействия на земельные ресурсы в период эксплуатации.

9.2.3 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Места обитания животных и птиц на участках строительства, а также пути их миграции на территории, отсутствуют.

Проектом предусмотрено восстановление благоустройства и озеленение территории на маршрутах прохождения линейного объекта.

При выполнении работ по строительству на проектируемом объекте Подрядчик должен осуществляться постоянный контроль соблюдения следующих природоохранных требований [17]:

- исключение случаев повреждения насаждений, растительного покрова и почв за пределами земельного участка, отведенного под проектируемый объект;

- исключение случаев захламления прилегающих территорий за пределами земельного участка, отведенного под проектируемый объект, строительным и бытовым мусором и иными видами отходов;

- исключение случаев загрязнения площади предоставленного участка и территории за его пределами химическими веществами.

Площадки под кран и под складирование материалов и др. должны устраиваться с учетом требований по предотвращению повреждений древесно-кустарниковой растительности.

При строительстве ВЛ принимать меры для сохранения существующих деревьев и кустарников, а именно:

- ширина полосы отвода земли на время строительства ВЛ должна быть взята в строгом соответствии с проектом;

- движение автотранспорта, строительных машин и механизмов или их частей на расстоянии менее 1 м от деревьев и кустарников запрещается;

- при стесненных условиях работы строительной техники и механизмов, стволы деревьев, попадающих в зону работ, но не подлежащих вырубке, взять в защитные деревянные кожуха;

- производство строительно-монтажных работ, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных ППР, не допускается;

– при выборе методов и средств механизации для производства работ по вырубке просеки следует соблюдать условия, обеспечивающие нанесение минимального вреда и ущерба для рядом находящихся деревьев и кустарников.

9.2.4 Источники шумового воздействия

Шум является одним из наиболее распространенных и агрессивных факторов загрязнения окружающей среды.

Основными задачами разработки данного подраздела являются:

- определение расположение источников шума на рассматриваемой территории;
- разработка комплекса мероприятий по защите от шума и вибраций;
- определение степени воздействия от проектируемых источников шума рассматриваемого объекта на акустический режим территории на границе санитарно-защитной зоны и в населенных пунктах, находящихся в зоне влияния объекта.

При строительстве ПС, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведён в таблице 48 [3].

Таблица 48 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТДТН-25000/220/35/10 УХЛ1	2	ИШ №1-2	89,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{ном} = 25$ МВА, $U_{ном} = 2200$ кВ) [3]:

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА};$$

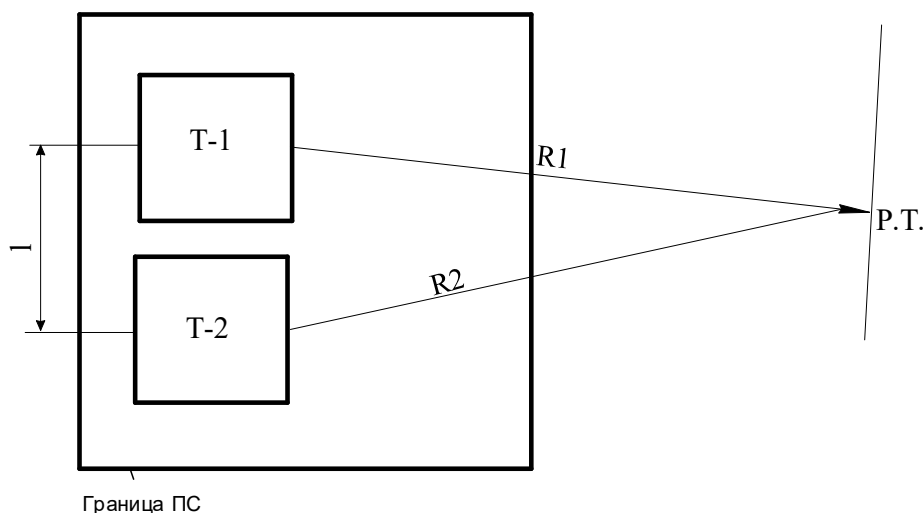


Рисунок 14 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

Т.к. расстояние между трансформаторами небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [3]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{WAi}}, \quad (110)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \sum_{i=1}^n 10^{0.189} = 91,0 \text{ дБА},$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{WAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$. Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [3]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(L_{WA\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (111)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(92.0-50)}}{2\pi}} = 51,46 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 51,46 м.

9.3 Пожарная безопасность

9.3.1 Описание системы обеспечения пожарной безопасности объекта капитального строительства

Пожарная безопасность ПС обеспечивается системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями по ГОСТ 12.1.004-91.

Целью создания системы пожарной безопасности является исключение условий возникновения пожаров. Исключение условий возникновения пожаров должно достигаться исключением условий образования горючей среды и (или) исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.

Для предотвращения образования горючей среды и источников зажигания на ПС предусмотрено [25]:

- применение негорючих и трудно горючих материалов;
- максимально возможное по условиям технологии и строительства ограничение массы горючих веществ и наиболее безопасные способы их размещения;
- соблюдение изоляционных расстояний между токоведущими частями электроустановок;
- применение электрооборудования, при эксплуатации которого не образуются источники зажигания;
- применение электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам согласно ПУЭ;
- применение быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;
- устройство защитного заземления электрооборудования подстанции;
- устройство молниезащиты подстанции.

9.3.2 Обоснование противопожарных расстояний

Обоснованием противопожарных расстояний между зданиями, сооружениями и наружными установками, обеспечивающих пожарную безопасность ПС, являются ПУЭ [11]:

- расстояния от оборудования ОРУ до КРУН и других технологических зданий и сооружений определяются только по технологическим требованиям и не должны увеличиваться по пожарным условиям;
- расстояния между токоведущими частями ОРУ и зданиями или сооружениями по горизонтали должны быть не менее 2,9 м, а по вертикали при наибольшем провисании проводов - не менее 3,6 м [17];
- противопожарные расстояния от маслонаполненного оборудования с массой масла в единице оборудования 60 кг и более до производственных

зданий с категорией помещения В1-В2, Г и Д, а также до жилых и общественных зданий должны быть не менее [17]:

- 16 м - при степени огнестойкости этих зданий I и II;
- 20 м - при степени III;
- 24 м - при степени IV и V.

В соответствии с последним пунктом расстояние между зданием ОПУ и наиболее выступающим габаритом трансформатора должно быть не менее 16 метров [17].

При этом для КРУН данное расстояние может быть уменьшено в соответствии с п. 4.2.68 ПУЭ-7, так как КРУН является электрически связанным с силовым трансформатором [17].

Согласно п. 9.8 РД 153-34.0-49.101-2003 расстояние от конструкций и оборудования ПС до границы массива лиственных пород дерева должно быть больше 20 м, что соблюдается при фактическом размещении ПС на местности.

По п. 9.12 РД 153-34.0-49.101-2003 расстояние от ограды ПС до границы лесного массива должно быть не менее 5 м. По факту расположение ПС проектируется так, что расстояние до близлежащих насаждений более 10 м.

9.3.3 Описание и обоснование проектных решений по наружному противопожарному водоснабжению, по определению проездов и подъездов для пожарной техники

Подъездные автомобильные дороги относятся к V категории по строительным нормам и правилам и, как правило, имеют ширину проезжей части 4,5 м [17].

Внутриплощадочная автомобильная дорога ПС принята с шириной проезжей части 4,5 м. Она является также и пожарным проездом со щебеночным (гравийным) покрытием, обеспечивая круглогодичный проезд авто-транспорта.

Здание ОПУ имеет IV класс огнестойкости, категорию помещений по пожарной и взрывопожарной опасности - В2 и объем не более 3000 м³,

поэтому, в соответствии с таблицей 3 СП 8.13130.2009 расход воды на наружное пожаротушение на один пожар составляет 15л/с.

Тушение пожара на территории ПС осуществляется силами команд МЧС. Расчетное время прибытия пожарного подразделения - 20 мин.

В соответствии со статьей 17 п. 3 Федерального закона №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» устанавливается следующее деление здания ОПУ на пожарные отсеки: учитывая, что категория здания - В, высота здания ОПУ - не более 48м, степень огнестойкости здания ОПУ - IV, этажность здания ОПУ - одноэтажное, площадь этажа в пределах пожарного отсека согласно требованиям пункта 6.1 СП 2.13130.2020 должна быть - не более 25000 м². Т.к. площадь здания ОПУ составляет 16,3 м², то все здание рассматривается как единый пожарный отсек.

9.3.4 Описание и обоснование принятых конструктивных и объемно-планировочных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности строительных конструкций

Электрооборудование, устанавливаемое на подстанции, имеет степень защиты по ПУЭ, необходимую для эксплуатации в пожароопасных зонах соответствующего класса. Надежная эксплуатация и пожарная безопасность масляного оборудования обеспечивается выполнением требований «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. N 1479, а также Федерального закона Российской Федерации от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (далее ФЗ№123) [17]:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;
- соблюдением норм качества масла, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;

- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты;
- содержанием в исправном состоянии маслоприемного устройства и маслоотвода для исключения растекания масла при аварии и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения;
- содержанием в чистом состоянии, регулярной промывке и замене гравийной засыпки маслоприемника.

Все токоведущие части электроустановок изолированы друг от друга и от прикосновения человеком применением изоляционных материалов, ограждений с требуемым пределом огнестойкости, соблюдением нормативных расстояний. Установленное электрооборудование имеет сертификаты соответствия.

Технические решения по генеральной планировке способствуют успешному маневрированию пожарных подразделений при тушении возможного пожара и препятствуют распространению огня с одного здания на другое.

Подъезд пожарных машин обеспечен по дороге с усиленным щебеночным покрытием. Покрытие подъезда предусмотрено с учетом нагрузки на грунт пожарных автомобилей. Ширина подъезда для обеспечения противопожарных требований 4,5 м.

Внутриплощадочный технологический проезд по территории ПС так же с усиленным щебеночным покрытием, принят шириной 4,5 м и обеспечивает беспрепятственное маневрирование техники. Изоляционные расстояния от границы проезда до токоведущих частей ОРУ приняты в соответствии с гл. 4.2 ПУЭ изд.7 [11].

По проекту кабели при вводе в днище модуля ОПУ проходят внутри металлических гильз диаметром до 40 мм (заложенных заводом-изготовителем ОПУ) с последующим уплотнением пустот мастикой МГКП и фиксацией кабелей гермовводами, предусматриваемыми заводом-изготовителем. Место кабельной проходки организовано в стальном клемм-ном шкафу размерами

600x250x2000, установленном на полу и входящим в комплектацию ОПУ. Клеммный шкаф позволяет осуществлять ревизию и расключение кабелей. Всего по проекту в ОПУ заводится кабели сечением токопроводящих жил от 1,5 до 4 мм² (цепи РЗА, контрольные, управления, освещения) по 1 шт. на гильзу. Согласно методике ГОСТ Р МЭК 60332-3-22 объем горючей массы оболочек, приходящихся на все кабели, меньше 1,5 л/м, следовательно, в соответствии с п. 4.10 табл. 2 СП 486.1311500.2020 особых мероприятий по защите кабелей, выходящих из ж/б лотка верти-кально к днищу ОПУ, не требуется АУП и СПС.

В КРУН и блок ТСН кабели заводятся через сальниковые уплотнения, предусмотренные для этого заводом-изготовителем. Проходки подлежат свободной ревизии. Все пересечения здесь происходят с перегородками из стали, а уплотнения выполнены мастикой МГКП в коробе ввода кабелей (п. 5.14 РД 153-34.0-03.301-00). В КРУН всего по проекту заводится 22 кабеля сечением токопроводящих жил от 1,5 до 4 мм² (цепи РЗА, контрольные, управления, освещения) каждый в своем сальниковом уплотнении. Внутри КРУН все кабели проходят по стальным коробам [11].

Согласно п.5.8 СП 484.1311500.2020, электропитание СПС следует выполнять в соответствии с СП 6.13130.2013. Кабели и провода СПЗ, прокладываемые при групповой прокладке (расстояние между кабелями менее 300 мм), должны иметь показатели пожарной опасности по нераспространению горения ПРГП 1, ПРГП 2, ПРГП 3 или ПРГП 4 (в зависимости от объема горючей нагрузки), и показатель дымообразования не ниже ПД 2 по ГОСТ Р 53315. В АПС применены экранированные кабели типа КПСВЭВнг(А)-LS. Класс пожарной опасности кабеля по ГОСТ Р 53315–2009 – П1.8.2.2.2. Поэтому допускается их параллельная прокладка с остальными кабелями на расстоянии менее 0,3 м [11].

По территории ОРУ кабели прокладываются в ж/б лотках на отметке земли и в двухъярусных стальных коробах на высоте 2 м. С учетом отдельной

прокладки силовых и контрольных кабелей согласно п. 4.14 СП 6.13130.2013 для кабелей СПС. Стальные лотки разделены на отдельные уровни.

Согласно п. 14.6 РД 153-34.0-03.301-00 наземные ж/б кабельные лотки ОРУ должны быть постоянно закрыты несгораемыми съемными плитами, а по п. 14.7 ж/б лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах входа кабелей в эти лотки, в местах разветвления и через каждые 50 м по длине. Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением красных полос. По п. 14.8 в кабельных ж/б лотках применены пояса из песка длиной более 0,3 м.

В соответствии с п. 15.18 РД 153-34.0-03.301-00 кабели в ОПУ прокладываются в коробах ТА-GN 200x60 и ТА-GN 80x60, закрепляемых на стенах, с разделением по полкам силовых, контрольных и охранно-пожарных. Материал коробов - нераспространяющая горение композиция на основе поливинилхлорида (ПВХ), без кадмиевых добавок. Короба соответствуют требованиям ФЗ№123, ГОСТ Р 53313-2009 «Изделия погонажные электро-монтажные. Требования пожарной безопасности. Методы испытаний» (подразделы 5.1 - 5.4).

В качестве отопления помещения ОПУ заводом-изготовителем применены электрообогреватели конвективного нагрева, нагревательный элемент которых защищен стальной оболочкой. Электрообогреватели управляются системой обогрева, работающей как в автоматическом, так и ручном режимах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы были выполнены главные задачи для реконструкции и проектирования электрической сети Западного энергорайона Амурской области с учетом необходимых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии. В результате проделанной работы был разработан наиболее оптимальный вариант реконструкции электрической сети, как с точки зрения экономической целесообразности, так и с точки зрения режимной ситуации – была произведена реконструкция КВЛ 220 кВ Тында №1 – Сковородино с образованием заходов на ОРУ 220 кВ ПС 500/220/35 кВ Даурия. Строительство ОРУ 220 кВ ПС Даурия с целью подключения нового потребителя и строительства новой ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча, что по результатам расчетов режимов позволило повысить пропускную способность в сечении ОЭС Востока – ОЭС Сибири и в электрических сетях Западного энергорайона Амурской области приблизительно в 1,5 раза.

Также при реализации данного проекта был произведен расчет как рабочих токов, так и токов короткого замыкания, данный расчет был необходим для дальнейшего выбора оборудования, необходимого для ввода в эксплуатацию на ОРУ 220 кВ и ЗРУ 35 кВ ПС Даурия 500/220/35/10 кВ.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности. Произведен выбор устройств релейной защиты и автоматики на базе микропроцессорных технологий.

С учетом спрогнозированных нагрузок были произведены расчеты максимального, минимального и послеаварийного режимов, в результате которых можно сделать вывод о достижении их оптимизации в части токовой загрузки ЛЭП и их пропускной способности.

В разделе безопасность и экологичность были рассмотрены необходимые требования безопасной эксплуатации электрооборудования, а также безопасность при монтажных работах по реконструкции сети. Был произведен

расчет шума трансформатора, а также рассмотрены ЧС, которые способны нанести вред, как электрооборудованию, так и экологии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

3 Быстрицкий, Г. Ф. Общая энергетика. Основное оборудование : учебник для вузов / Г. Ф. Быстрицкий, Г. Г. Гасангаджиев, В. С. Кожиченков. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2021. — 416 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534- 12 08545-7. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/470413> (дата обращения: 17.05.2023).

4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

5 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168 с
Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7735.pdf

6 Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

8 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

9 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.

10 Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа. — Электрон. текстовые данные. — Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. — 100 с. — 978-5-7996-1457-7. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/68483.html>

11 Кузнецов, И. Н. Рефераты, курсовые и дипломные работы. Методика подготовки и оформления : учебно-методическое пособие / И. Н. Кузнецов. — 7-е изд. — Москва : Дашков и К, 2018. — 340 с. — ISBN 978-5-394-01694-3. — Текст : электронный // Электроннобиблиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/85339.html> (дата обращения: 13.05.2023).

12 Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. — М. : Издательство Юрайт, 2018. — 360 с. — (Серия : Университеты России). — ISBN 978-5-534-04321-1. — Режим доступа : www.biblio-online.ru/book/0708239C-0BAF4AB2-9959-ED70AFE42F7E.

13 Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

14 Мироненко Я.В. Пожарная безопасность на объектах электроэнергетической отрасли [Электронный ресурс]. – Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. Режим доступа: https://algoritm.org/arch/17_4/17_4_25.pdf. (05.05.2023)

15 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

16 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.

17 Официальный сайт ОАО «Союз-электро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://souzelectro.spb.ru>– (дата обращения: 13.05.2023).

18 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Переруб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

19 Приказ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2012. № 26, ст. 3528; 2013 № 22, ст. 2809.

20 Приказ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2012. № 26, ст. 3528; 2013 № 22, ст. 2809.

21 Приказ от 28 февраля 2019 г. № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» // В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (с изменениями на 30 апреля 2020 г.). – 2019

22 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

23 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с.

24 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

25 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.

26 СО 34.49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – Взамен РД 34.49.101-87; введ. – 01.09.2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 40 с.

27 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

28 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

29 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 5-летний период: отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение); рук. М. С. Волков; исполн.: С. А. Портянков. – М., 2019. – 244 с.

30 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 5-летний период : отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение) ; рук. М. С. Волков ; исполн. : С. А. Портянков. – М., 2019. – 244 с.

31 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. — М. : Издательство Юрайт, 2018. — 446 с. — (Серия : Университеты России). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Режим доступа : www.biblio-online.ru/book/22CAF331-A36E-4A5D-A512-EF7D3D51F554

32 Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с.

33 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Выбор оборудования

Исходные данные:

периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{п0220} := 13.63 \text{ кА}$$

$$i_{уд220} := 29.18 \text{ кА}$$

$$i_{а220} := \sqrt{2} \cdot I_{п0220} = 19.276 \text{ кА}$$

$$I_{п035} := 31.23 \text{ кА}$$

$$i_{уд35} := 66.84 \text{ кА}$$

$$i_{а35} := \sqrt{2} \cdot I_{п035} = 44.166 \text{ кА}$$

линейное напряжение:

$$U_{220} := 220 \text{ кВ}$$

$$U_{35} := 35 \text{ кВ}$$

Максимальный протекающий ток:

$$I_{раб\max 220} := 203 \text{ А}$$

$$I_{раб\max 35} := 3233 \text{ А}$$

Выбор выключателей

220 кВ

предварительно выбираем на стороне 220 кВ выключатель ВЭБ - УЭТМ - 220

номинальное напряжение:

$$U_{ном220} := 220 \text{ кВ}$$

номинальный ток:

$$I_{ном220} := 2500 \text{ А}$$

амплитудное значение сквозного тока аппарата:

$$i_{прскв220} := 102 \text{ кА}$$

время отключения выключателя на РУ 220 кВ:

$$t_{откл} := 0.34 \text{ с.}$$

номинальный ток отключения:

$$I_{отклном220} := 40 \text{ кА}$$

По номинальному напряжению:

$$U_{220} \leq U_{ном220} = 1$$

По номинальному току:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Выбор оборудования

$$I_{\text{рабmax}}_{220} \leq I_{\text{ном}}_{220} = 1$$

По динамической устойчивости:

$$i_{\text{прскв}}_{220} \geq i_{\text{уд}}_{220} = 1$$

По термической устойчивости:

постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a := 0.02 \text{ с.}$$

$$W_{k220} := I_{\text{п0}}_{220}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 66.88 \text{ кА}^2\text{с}$$

Возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\beta_{\text{норм}} := 40 \%$$

$$i_{\text{аном}}_{220} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{отклном}}_{220} = 22.627 \text{ кА}$$

$$i_{\text{аном}}_{220} \geq i_{\text{а}}_{220} = 1$$

35 кВ

предварительно выбираем на стороне 35 кВ выключатель ВВУ-СЭЩ-П-35
номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}}_{35} := 35 \text{ кВ}$$

номинальный ток:

$$I_{\text{ном}}_{35} := 4000 \text{ А}$$

амплитудное значение сквозного тока аппарата:

$$i_{\text{прскв}}_{35} := 120 \text{ кА}$$

время отключения выключателя на РУ 35 кВ:

$$t_{\text{откл}} := 0.35 \text{ с.}$$

номинальный ток отключения:

$$I_{\text{отклном}}_{35} := 50 \text{ кА}$$

По номинальному напряжению:

$$U_{35} \leq U_{\text{ном}}_{35} = 1$$

По номинальному току:

$$I_{\text{рабmax}}_{35} \leq I_{\text{ном}}_{35} = 1$$

Продолжение Приложения А

Выбор оборудования

По динамической устойчивости:

$$i_{\text{прскв}35} \geq i_{\text{уд}35} = 1$$

По термической устойчивости:

$$W_{k35} := I_{\text{п}035}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 360.866 \text{ кА}^2\text{с}$$

Возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{аном}35} := \sqrt{2} \cdot \frac{80}{100} \cdot I_{\text{отклном}35} = 56.569 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{аном}35} \geq i_{a35} = 1 \quad i_{a35} = 44.166$$

Выбор трансформаторов тока

220 кВ

предварительно выбираем ТТ ТВГ-УЭТМ-220

номинальная мощность ТТ:

$$S_{2\text{ном}220} := 100 \text{ ВА}$$

вторичный ток ТТ:

$$I_2 := 5 \text{ А}$$

$$Z_{2\text{ном}220} := \frac{S_{2\text{ном}220}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} = 2.309 \quad \text{Ом}$$

сопротивление контактов:

$$R_{\text{конт}} := 0.05 \text{ Ом}$$

Нагрузка вторичной обмотки:

мощность приборов:

$$S_{\text{приб}} := 5.5 \text{ ВА}$$

$$R_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = 0.22 \quad \text{Ом}$$

удельное сопротивление материала:

$$\rho_2 := 0.0283$$

длина материала:

$$l_{220} := 60 \text{ м}$$

максимальное сопротивление проводника:

$$R_{\text{прпред}} := Z_{2\text{ном}220} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 2.039 \text{ Ом}$$

Продолжение Приложения А

Выбор оборудования

$$q_{2\text{расч}220} := \frac{\rho_2 \cdot l_{220}}{R_{\text{прпред}}} = 0.833$$

Выбираем провод АКРНГ с сечением 4 мм²

$$q_{220} := 4$$

Сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}220} := \frac{\rho_2 \cdot l_{220}}{R_{\text{прпред}}} = 0.833 \text{ Ом}$$

$$Z_{220} := R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}220} + R_{\text{конт}} = 1.103$$

35 кВ

предварительно выбираем ТТ ТОЛ-СЭЩ-35-10-200/5 У2
номинальная мощность ТТ:

$$S_{2\text{ном}35} := 60 \text{ ВА}$$

$$Z_{2\text{ном}35} := \frac{S_{2\text{ном}35}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} = 1.386 \text{ Ом}$$

Нагрузка вторичной обмотки:
мощность приборов:

$$S_{\text{приб}35} := 4 \text{ ВА}$$

$$R_{\text{приб}35} := \frac{S_{\text{приб}35}}{I_2^2} = 0.22 \text{ Ом}$$

длина материала:

$$l_{35} := 7 \text{ м}$$

максимальное сопротивление проводника:

$$R_{\text{прпред}35} := Z_{2\text{ном}35} - R_{\text{приб}35} - R_{\text{конт}} = 1.116 \text{ Ом}$$

$$q_{2\text{расч}35} := \frac{\rho_2 \cdot l_{35}}{R_{\text{прпред}}} = 0.097$$

Выбираем провод АКРНГ с сечением 4 мм²

$$q_{35} := 4$$

Сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}35} := \frac{\rho_2 \cdot l_{220}}{R_{\text{прпред}}} = 0.833$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Выбор оборудования

$$Z_{235} := R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}35} + R_{\text{конт}} = 1.103 \quad \text{Ом}$$

Выбор сборных шин и изоляторов:

220 кВ

Предварительно выбираем АС-300

радиус провода:

$$r_0 := 1.2 \quad \text{см}$$

среднегеометрическое расстояние между проводниками:

$$D_{\text{ср}} := 500 \quad \text{см}$$

длительно допустимый ток:

$$I_{\text{дл}300} := 710 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{раб}max220} \leq I_{\text{дл}300} = 1$$

Термическое действие тока КЗ:

коэффициент, учитывающий материал провода:

$$C_{220} := 90$$

$$q_{\text{min}} := \frac{\sqrt{Bk_{220}}}{C_{220}} \cdot 10^3 = 90.867 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{220} := 300 \quad \text{мм}^2$$

$$q_{\text{min}} \leq q_{220} = 1$$

Начальная критическая напряженность электрического поля:

коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода:

$$m := 0.82$$

$$E_0 := 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right) = 31.628 \quad \text{кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода:

$$E := \frac{0.354 \cdot U_{220}}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_0}\right)} = 24.773 \quad \text{кВ/см}$$

Условие отсутствия коронирования провода:

$$(1.07 \cdot E) \leq 0.9 \cdot E_0 = 1$$

35 кВ

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Выбор оборудования

Предварительно выбираем АД31Т сечением 120x8

$$S_{ш35} := 960 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:
коэффициент, учитывающий материал провода:

$$C_{35} := 90$$

$$q_{35} := 960 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 35} := \sqrt{\frac{Bk_{35}}{C_{35}}} \cdot 10^2 = 200.24 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 35} \leq q_{35} = 1$$

Длина пролета между опорными изоляторами:

момент инерции шины:

$$b := 0.8 \text{ см} \quad h := 12 \text{ см}$$

$$f_{200} := 200 \text{ Гц}$$

$$J := \frac{b \cdot h^3}{12} = 115.2 \text{ см}^4$$

$$If := \sqrt{\frac{173.2}{f_{200}}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q_{35} \cdot 10^{-2}}} = 1.732$$

Максимальное усилие, проходящее на один метр длины шины:

расстояние между фазами:

$$a := 0.8 \text{ м}$$

$$f := \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(8.515 \times 10^8)}{a} = 184.355$$

Напряжение в материале шин:

длина пролета:

$$l_{пр} := 0.8 \text{ м}$$

Момент сопротивления шин:

$$W_{\phi} := \frac{b \cdot h^2}{6} = 19.2 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} := \frac{f \cdot l_{пр}^2}{10 \cdot W_{\phi}} = 0.615$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Выбор оборудования

Для КРУ 35 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-35-2 УХЛ1

$$F_{\text{доп}} := 0.6 \cdot 12000 = 7200 \text{ Н}$$

высота изолятора:

$$\text{Низ} := 215 \text{ мм}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} := \sqrt{3} \cdot \frac{(8.515 \times 10^8)}{a} \cdot 0.8 \cdot 10^{-7} = 147.484 \text{ Н}$$