

Министерство образования и науки 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) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрической сети 220 кВ на участке Тында-Чара

Исполнитель

студент группы 2420б3

(подпись, дата)

Е.А. Шванева

Руководитель

профессор, д-р техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит X с., X рисунков, X таблицы, X источника, X приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, МЕЖСИСТЕМНАЯ СВЯЗЬ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данной выпускной квалификационной работе решается задача усиления межсистемной связи, за счет развития сети на участке Тында-Чара.

Цель работы – разработка вариантов развития сети, их сравнение, выбор и реализация выбранного варианта. Первоначально, для развития электрической сети необходимо провести анализ состояния электрической сети на сегодняшний день, изучить климатические условия и рельеф, а также иные особенности района развития.

Реализация варианта включает в себя реконструкцию ПС и рассмотрение конструктивного исполнения линий. Реконструкция ПС включает в себя выбор оборудования, релейной защиты, разработку молниезащиты и заземления.

Заключительным этапом работы является расчет режимов сети после её развития, анализ нормальных и послеаварийных режимов.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений

Введение

- 1 Климатическая и географическая характеристика района расположения ВЛ
 - 1.1 Климатическая характеристика района строительства
 - 1.2 Характеристика рельефа
- 2 Анализ электрической сети на участке Тында-Чара
 - 2.1 Анализ существующей электрической сети на участке Тында-Чара
 - 2.2 Анализ режимной ситуации существующей сети
- 3 Разработка вариантов развития электрических сетей на участке Тында-Чара
 - 3.1 Краткая характеристика развития электрических сетей
 - 3.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок
 - 3.3 Разработка оптимального варианта подключения существующих подстанций к новой линии
 - 3.4 Выбор сечения линий электропередачи
 - 3.5 Разработка однолинейных схем РУ ВН реконструируемых ПС
- 4 Расчет токов короткого замыкания на участке Тында-Чара
- 5 Реконструкция РУ ВН ПС на участке Тында-Чара
 - 5.1 Конструктивное исполнение ПС
 - 5.2 Выбор и проверка выключателей
 - 5.3 Выбор и проверка разъединителей
 - 5.4. Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН
 - 5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока
 - 5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения
 - 5.7 Выбор КРУЭ
 - 5.8 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС
 - 5.8.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления
 - 5.8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты
 - 5.8.3 Выбор и проверка ОПН

- 6 Конструктивное исполнение новой воздушной линии на участке Тында-Чара
 - 6.1 Конструкция провода
 - 6.2 Выбор опор
 - 6.3 Выбор и проверка изоляции ВЛ
 - 6.4 Выбор линейной арматуры
 - 6.5 Заземление ВЛ
- 7 Релейная защита и автоматика
 - 7.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети
 - 7.2 Релейная защита новой ВЛ
 - 7.3 Автоматика на ВЛ
- 8 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети
 - 8.1. Выбор эквивалента сети для расчета
 - 8.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режима
 - 8.3 Подготовка исходных данных
 - 8.4 Расчет максимального режима и его анализ
 - 8.5 Расчет минимального режима и его анализ
 - 8.6 Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ
 - 8.7 Управление потоками реактивной мощности и регулирование напряжения в сети
- 9 Безопасность и экологичность
- Заключение
- Библиографический список
- Приложение А Расчет молниезащиты
- Приложение Б Расчет уставок РЗ
- Приложение В Расчет режима

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия

КЗ – короткое замыкание

ПВК – программно-вычислительный комплекс

КВЛ – кабельно-воздушная линия

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КРУ - комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

ОПН – ограничитель перенапряжения

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ПС – подстанция

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ОЭС – Объединенная энергетическая система

ВНС – вставка несинхронной связи

ВПТ – вставка постоянного тока

СТАТКОМ – Статический компенсатор реактивной мощности

ООПТ – особо охраняемые природные территории

ЛЭП – линия электропередачи

ВЧЗ – высокочастотный заградитель

КС – конденсатор связи

ШР – шунтирующий реактор

УШР – управляемый шунтирующий реактор

РЗА – релейная защита и автоматика

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является ключевой отраслью народного хозяйства. Она неразрывно связана со всеми секторами хозяйства, дефицит мощности приводит к остановке социально-экономического развития. Для успешного развития необходимо надежное снабжение региона требуемой мощностью.

В настоящий момент ведется активная разведка и освоение минерально – сырьевых ресурсов в Забайкальском крае. На севере Забайкальского края расположено третье в мире и первое в России по запасам меди Удоканское месторождение меди. А также такие крупные месторождения как: Апсатское каменноугольное месторождение, Чинейское месторождение и т.д.

Но одной из острых проблем данного региона является энергодефицит. Покрыть дефицит мощности возможно с помощью увеличения перетока мощности из избыточной Амурской энергосистемы.

Приказом Минэнерго РФ №380 от 29.08.2011 принято решение объединить на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока за счет установки вставок несинхронной связи (ВНС) проходной мощностью +/- 200 МВт на ПС 220 кВ Могоча (ОЭС Сибири) и на ПС 220 кВ Хани.

На данный момент ПС Хани связана с узловой ПС Тында только одной линией 220 кВ, построенной в 80-х годах прошлого столетия. Поэтому, для увеличения пропускной способности ВНС на ПС Хани планируется строительство второй линии на участке Тында-Чара.

Также для уверенного развития региона необходима транспортная инфраструктура. Участок электрической сети Тында-Чара проходит вдоль Байкало-Амурской магистрали и на данный момент является единственной линией питающей этот участок БАМа. Строительство второй линии на данном участке позволяет повысить надежность энергоснабжения железнодорожной магистрали.

Поэтому, для написания выпускной квалификационной работы принята тема: «Развитие электрической сети 220 кВ на участке Тында-Чара».

Данная тема актуальна, поскольку усилит связь между двумя энергосистемами, а объединение энергосистем влечет за собой много положительных моментов, таких как снижение резерва мощности, повышения надежности электроснабжения потребителей, уменьшение суммарного максимума нагрузки, взаимопомощь в случае неодинаковых сезонных изменений нагрузки, при проведении ремонтов и т.д.

В ходе проектирования новой линии необходимо решить следующие задачи:

- Разработать варианты развития электрической сети на участке Тында-Чара;
- Рассмотреть варианты реконструкция распределительных устройств соответствующих подстанций;
- Произвести выбор конструктивного исполнения новой линии;
- Произвести выбор и расчет уставок релейной защиты новой линии;
- Произвести расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после развития электрической сети.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ВЛ

1.1 Климатическая характеристика района строительства

Климат района строительства резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно – теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 7,8°С. Абсолютный минимум минус 54 °С приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум - 35°С.

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм.

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Интенсивность пляски проводов – умеренная. Среднегодовая продолжительность гроз – 50 часов.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная

Продолжение таблицы X

Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	минус 7,8
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

1.2 Характеристика рельефа

В северной части Амурской области преобладают горы, в южной части – равнины. Большинство горных хребтов области низко- и средневысотные, их склоны пологие, а вершины округлые. Равнины занимают около 40% территории области, остальная ее часть занята горными хребтами. Наибольшие высоты находятся на северо-востоке в Становом хребте (2312м), самое низкое место на юге-востоке – в долине Амура (86м).

На участке Тында – Лопча рельеф горный, перепад высот от 450 до 900 мБС. На участке Лопча – Хани местность сильнопересеченная, перепад высот от 950 до 1500 мБС.

На участке ПС Хани – ПС Чара район прохождения трассы горнотаежный и резко разделяется по геолого-геоморфологическим условиям на два региона – область горного поднятия – хребта Удокан и Чарскую межгорную котловину. Хребет Удокан характеризуется крутыми склонами с абсолютными отметками до 1600 м и относительными повышениями 500-700 м. Чарская котловина представляет собой холмистую равнину с отметками 600-800 м.

В низинах прохождения трассы развита водная сеть, в связи с этим заболоченная местность, обход которой по крутым склонам менее приемлем, как для выполнения строитель-монтажных работ, так и для эксплуатации объекта.

Район приравнен к району Крайнего Севера. Местность необжитая, труднопроходимая, таежная, с исключительным бездорожьём. В связи с заболоченной местностью требуется дополнительное строительство лежневых дорог.

На подходе к ПС Чара на расстоянии 3,5 км располагается ООПТ регионального значения заповедник «Елово-чозениевая роща». Прохождение трассы по территории ООПТ строго запрещена.

Таблицы 2 – тип грунта на ПС

Подстанция	Тип грунта	Удельное электрическое сопротивление ρ, Ом/м
Тында	песок гравелистый	400-1000
Лопча	суглинок	40-150
Хани	песок гравелистый	400-1000
Чара	песок гравелистый	400-1000

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА УЧАСТКЕ ТЫНДА – ЧАРА

2.1 Анализ существующей электрической сети на участке Тында-Чара

На данный момент транзит 220кВ Тында-Чара состоит из следующих элементов:

- КВЛ 220кВ Тында-Хорогочи – 74,6 км;
- ВЛ 220кВ Хорогочи-Лопча – 84,7 км;
- ВЛ 220кВ Лопча-Юктали – 141,1 км;
- ВЛ 220кВ Юктали-Хани – 133,4 км;
- ВЛ 220кВ Хани-Чара – 124,85 км

КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи была введена в эксплуатацию в 1984 году. Длина данного участка составляет 74,446 км. Длина кабельного участка КВЛ–0,092 км. Ширина просеки составляет 50 м.

Данная линия выполнена из 187 металлических опор следующих типов:

- анкерные опоры типов: У220-2Т+14+3,8, У220-2Т+9, У220-2с+14
- анкерно-угловые опоры типов: У220-2Т+14+3,8, У220-2Т+9, У220-2Т, У220-2Т+5, У220-2Т+14, У220-2С+9, У220-2С,
- промежуточные опоры типов П220-2СУТ+5, П220-2С+5, П220-2СУ,
- транспозиционная опора У220-2С+5.

Подвешен провод марки АС-300/39. Марка грозозащитного троса со встроенным ВОК – ОPGW-DAB 24E9; ОКГТ (d=11mm). Марка грозозащитного троса на участках ограниченные опорами под номерами (1-94, 184-187) – суммарной длиной 38097,62 м. – АЖС-70/39. Кабельный участок КВЛ выполнен кабелем – ПвПу2г 1х500(2Ж)/95-127/220кВ.

На ЛЭП закреплен один грозозащитный трос с заземлением на опорах. Грозотрос изолирован на промежуточных опорах и зашунтирован разрядными рогами, глухозаземлён на каждой анкерной опоре, ОКГТ глухозаземлен на каждой опоре. Используются изоляторы типов: ПС-70Д-14шт. в гирлянде, ПС-70Д-2шт. в гирлянде,

ПС12-А-13шт в гирлянде, ПС120-Б-16шт в гирлянде.

Связь между ПС осуществляется с помощью ВОЛС длиной 73,305 км. Применяется оптоволоконный кабель марки: АА/АСС 0/57 – 40,470 км, АА/АСС 0/77 – 31,446 км, АА/АСС 48/48 – 5,140 км.

ВЛ 220 кВ Хорогочи-Лопча введена в эксплуатацию в 1984 году. Протяжённость данной ВЛ составляет 87,1132 км. Ширина просеки – 50 м. Подвешены провода марки АС-300/39.

Данная линия выполнена металлическими опорами следующих типов:

- Анкерно-угловые опоры типов – У220-2с+17,8, У220-2т+9, У220-2т, У220-2т+5, У220-1+9.
- Анкерные опоры типов – У220-2т+9, У220-2с+17,8, У220-2с+14, У220-2с+9, У220-2с
- Транспозиционная опора – У220-2с+9
- Промежуточные опоры типов – П220-2САТ, П220-2СУТ, П220-2СА+5, П220-2СА.

Используется оптоволоконный кабель в грозотросе для ЛЭП марки – ОРGW-ДАВ 24Е9 (АА/АСС 0/77). На протяжении всей ВЛ протянуты грозозащитные тросы. Два грозотроса подвешено на опорах ограниченные номерами опор № № 1-18 и №№ 205-212, один трос на опорах – №№ 18-205.

Используют изоляторы типов: ПС-70Д – 14шт. в гирлянде; ПС120-А – 13шт в гирлянде.

Участки подвеса молниезащитного троса (номера опор на границах участка) АЖС-70/39 (1-18, 205-212)-9845,11км. Длина воздушного участка ВОЛС 313.1 по трассе ВЛ – 87,207 км. Строительная длина кабеля марки АА/АСС 0/57 - 61,472 км, марки АА/АСС 0/77 - 6,465 км и марки А-D(Т)Н-36 – 1,422 км.

Способ крепления – грозозащитный трос изолирован на промежуточных опора и зашунтирован разрядными рогами, глухозаземлён на каждой анкерной опоре, ОКГТ глухозаземлён на каждой опоре.

Также для защиты от перенапряжений на ВЛ 220 кВ Хорогочи-Лопча использую разрядник вентильный линейный РВЛ-220/150-10/680 УХЛ1.

ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали была введена в эксплуатацию в 1985 году. Общая протяженность ВЛ составляет 146,06757 км. Ширина просеки – 50 метров. Подвешен провод марки – АС-300/39.

Данная линия состоит из металлических 375 опор следующих типов:

- Анкерно-угловые опоры типов: У220-3+14, У220-2Т, У220-2Т+5, У220-2Т+9, У220-2Т+14, У220-2С, У220-2С+5, У220-2С+9, У220-2С+14.
- Анкерные опоры типов: У220-2С, У220-2С+9, У220-2С+14, У220-2С+17,8.
- Транспозиционные опоры типов: У220-2С+9, У220-2С+14.
- Промежуточные опоры типов: П220-2САТ, П220-2СУАТ, П220-2САТ+5, П220-2СУТ+5, П220-2СА, П220-2СА+5, П220-2СУА, П220-2СУА+5.

Установлены изоляторы: ПС-70Д-14шт. в гирлянде, ПС120-А-13шт в гирлянде.

Грозозащитный трос располагается не по всей длине ВЛ. Сооружены защищённые подходы. Марка грозозащитного троса: Портал ПС Лопча – оп.№ 23 – АЖС 70/39; Портал ПС Юктали – оп.№ 366 – АЖС 70/39. ОКГТ марки 24Е9 АА/АСС 0/77 d=13,1 мм.

Способ крепления:

- Для ВОК ОКГТ (d=11mm) АА/АСС 0/77 на промежуточных и анкерных опорах по всей длине ВЛ – глухой, с заземлением на каждой опоре (ЗПС-70).

- Для АЖС 70/39 на промежуточных опорах №№ 3,4,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,372,371,370,368,367 – изолированный, с искровым промежутком 40 мм.

Для АЖС 70/39 на анкерных опорах: № 1,2,5,23,366,369,373,374,375 - – изолированный, с искровым промежутком 120 мм.

Также для защиты от перенапряжений установлен ОПН-Лир2-220/150/-10/680(2) 2УХЛ1.

ВЛ 220 кВ Юктали – Хани введена в эксплуатацию в 1982 году. Общая протяженность данной ВЛ составляет 134,92114 км. Ширина просеки – 50 м. Данная линия выполнена 376 металлических опор следующих типов: У220-2Т, У220-2Т+5, У220-2Т+9, У220-2Т+14, У220-2С, У220-2С+5, У220-2С+9, У220-2С+14, У220-10, У220-10+5, У220-10+9, У220-10Т, У220-10Т+5, П220-2САТ, П220-2САТ+5, П220-2СА+5, П220-2СА, П220-2СУТ, П220-2СУТ+5.

Подвешен провод марки АС-300/39. Грозозащитный трос марки АЖС 70/39. ОКГТ марки АА/АС 0/57, АА/АСd=13,1 мм. Грозозащитный трос подвешен на участках: Портал ПС Хани – оп.№ 359 (6,02 км) и Портал ПС Юктали – оп.№ 19 (5,57 км). На ВЛ 220 кВ Юктали – Хани используются изоляторы следующих типов: ПС-70Д-14шт. в гирлянде, ПС120-Б-13шт в гирлянде.

Способ крепления ОКГТ на промежуточных и анкерных опорах по всей длине ВЛ – глухой, с заземлением на каждой опоре.

Способ крепления грозозащитного троса – изолированный, с искровым промежутком 40 мм на промежуточных опорах и 120 мм на анкерных опорах.

ВЛ 220 кВ Хани – Чара введена в эксплуатацию в 1985 году. Общая протяженность ВЛ составляет 27,3334 км. Ширина просеки – 50 м. Данная ВЛ выполнена из 77 металлических опор следующих типов: У220-2С, У220-2С+5, У220-2С+9, У220-2Т+5, У220-2Т+9, У220-2Т+14, П220-2Т, П220-2СА, П220-2СА+5, П220-2СУА, П220-2СУА+5.

Подвешен провод марки – АС-300/39. Грозозащитный трос марки – АЖС 70/39, подвешен на участке портал ПС Хани – оп.№ 319. Марка ОКГТ – ОРGW-DAВ 24Е9 АА/АС 0/57, марка кабеля, встроенного в грозозащитный трос – 24Е9 АА/АС 0/77 d=13,1 мм. Используются изоляторы типов: ПС-70Д-14шт. в гирлянде, ПС120А-13шт в гирлянде.

Способ крепления ОКГТ на промежуточных и анкерных опорах по всей длине ВЛ – глухой, с заземлением на каждой опоре.

Способ крепления грозозащитного троса – изолированный, с искровым промежутком 40 мм на промежуточных опорах и 120 мм на анкерных опорах.

ПС Тында

ПС 220 кВ расположена в Амурской области, в 4 км на юго-восточной окраине г. Тында, на юго-запад – 3 км от железной дороги «БАМ».

Подстанция «Тында», суммарной установленной мощностью 228 МВА, осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжениях 220, 110, 35, 10 кВ.

РУ 220 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». РУ 110 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». РУ 35 кВ выполнено по схеме 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». РУ 10 кВ выполнено по схеме 1 – «Одна секционированная выключателем система шин».

В данном проекте мы будем подробно рассматривать только РУ ВН.

На РУ ВН подходят следующие линии:

- КВЛ 220 кВ Тында-НПС-20 №1
- КВЛ 220 кВ Тында-НПС-20 №2
- КВЛ 220 кВ Тында-БАМ/т с отпайкой на ПС Сквородино
- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на на ПС НПС-19
- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на на ПС НПС-19
- КВЛ 220 кВ Тында-Дипкун
- КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында
- КВЛ 220 кВ Тында-Хорогочи

На ПС 220 кВ Тында установлено два автотрансформатор АТДЦТН-63000/220/110/35 (расшифровывается как автотрансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, трехобмоточный, с устройством РПН) и два силовых трансформатора с диспетчерским наименованием Т-3 и Т-4 типа ТДТН-40000/110/35/10 (расшифровывается как трансформатор трехфазный трехобмоточный с

принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с устройством РПН).

АТ был изготовлен ООО «Тольятинский трансформатор» в 2009 году, введен в эксплуатацию в 2012 году. На АТ установлены устройство РПН типа РС-4 на АТ-1 и МІ 802-170/С на АТ-2, место установки СН.

ТДТН-40000/110/35/10 был изготовлен ООО «Тольятинский трансформатор» в 2009 году, введен в эксплуатацию в 2012 году. На трансформаторе Т-3 установлено устройство РПН тип – VRCIII400Y-72,5/В-10191W, изготовленное в 2009 г., введено в эксплуатацию в 2012 году и устройство ПБВ, установленное на СН 35 кВ, изготовленное в 2009 году и введенное в эксплуатацию в 2012 году.

На трансформаторе Т-4 установлено устройство РПН тип – VRCIII400Y-72,5/В-10191W изготовленное в 2009 г., введено в эксплуатацию в 2012 году. Данные устройства РПН установлены на СН 35 кВ и устройство ПБВ, установленное на СН 35 кВ, изготовленное в 2009 году и введенное в эксплуатацию в 2012 году.

РУ ВН представляет собой КРУЭ напряжением 220 кВ, внутренней установки. Было введено в эксплуатацию в 2014 году. Данное КРУЭ произведено Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co.(КНР) в 2009. Тип – ZF16-252 (L). Привод – гидро-пружинный. Трансформатор тока – LR-220. Трансформатор напряжения – JDQXF3-220. Трансформаторы тока LR-110, LR-220 представляют собой однофазные, закрытые трансформаторы тока проходной конструкции. Марка и сечение кабеля – ПвПу2г 1х500(гж)/95/127/220.

На ПС 220 кВ Тында установлены трансформаторы собственных нужд ТСН марки – ТСЗ-1000-10 УЗ (расшифровывается как трансформатор трехфазный сухой защищённый). Изготовлен ООО «РосЭнерго Транс» в 2010 году. Введен в эксплуатацию в 2012 году. На ТСН 1 и ТСН 2 установлены ПБВ на НН 10 кВ (обмотка Y-0) изготовленные в 2010 г. и введенные в эксплуатацию в 2012 году.

Для КРМ установлены:

- Шунтирующие реакторы Р-1 и Р-2 тип – РТД -20000/35. Шунтирующий реактор Р-1 введен в эксплуатацию в 1978 г., Р-2 в 1981 году.

-Управляемый шунтирующий реактор тип - РТДУ-100000/220-УХЛ1.

Данный УШР изготовлен в 2009 г. и введен в эксплуатацию в 2015 году.

ПС 220 кВ Хорогочи введена в эксплуатацию в 1983 году. Расположена ПС в Тындинском районе Амурской области.

Данная ПС, суммарная установленная мощность которой составляет 50 МВА осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжениях 220, 35, 10 кВ.

РУ ВН выполнено по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Тип РУ ВН – ОРУ.

РУ СН выполнено по схеме 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Тип РУ СН – ОРУ.

РУ НН выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». Тип РУ НН – ЗРУ.

К РУ ВН подходят:

- КВЛ 220 кВ Тында-Хорогочи
- ВЛ 220 кВ Хорогочи-Лопча

На ПС 220 кВ установлено следующее оборудование:

1. Трансформаторы силовые марки – ТДТН-25000/220/35/10-70У1 в количестве 2 шт. Диспетчерское наименование Т-1 и Т-2.

Трансформатор Т-2 был изготовлен в 1985г. введен в эксплуатацию в 1985 году. Трансформатор Т-1 изготовлен в 1983 году, введен в эксплуатацию в 1985 году. На Т-1 и Т-2 установлено устройство РПН типа – РС-4. Место установки – 220 кВ, У. Для Т-1 РПН изготовлено в 1981г., для Т-2 РПН изготовлено в 1985 г. У обоих трансформаторов установлено устройство ПБВ. Место установки – 35 кВ, У.

2. Масляные выключатели У-220-2000-25 для подключения Т-1 и Т-2.

В-220 Т-1 изготовлен УЭТМ в 1981 году, введен в эксплуатацию в 1983г. В-220 Т-2 изготовлен УЭТМ в 1984 году, введен в эксплуатацию в 1984 году.

Секционный выключатель марки – ЗАР1 ДТ-245 был изготовлен компанией SIEMENS в 2010 году и в этом же году введен в эксплуатацию.

Выключатели масляные марки С-35М-630–10 У1 – 7 шт. были введены в эксплуатацию в 1983 году.

Выключатель элегазовый с электромагнитным приводом ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1 для подключения ШР, изготовлен и введен в эксплуатацию в 2009 году.

Маломасляные выключатели ВМПЭ-10-1600УХЛ1 – 3 шт.; ВМПЭ –10-630-20У1 – 8 шт. произведены в 1982 году, введены в эксплуатацию в 1983 году.

3. Разъединители марок: РНДЗ.2–220/1000 ХЛ1 – 6 шт.; РНДЗ.1б–220/1000 У1 – 6 шт.; РНДЗ-1б-35 1000У1 – 9 шт.

4. Трансформаторы собственных нужд. Диспетчерское наименование – ТСН1 и ТСН2. Марка ТСН – ТМ-630/10-66У1 (расшифровывается как трансформатор трехфазный, охлаждение масляное с естественной циркуляцией масла и воздуха). Т-1 изготовлен в 1982 году, введен в эксплуатацию в 1983 году. Т-2 изготовлен в 1982 году, введен в эксплуатацию в 1984 году. Установлено устройство ПБВ. Изготовленное в 1982 году и введенное в эксплуатацию в 1984г. Место установки ПБВ – 10 кВ, У-0.

5. Шунтирующий реактор. Марка – РГД-20000/35-У1 (расшифровывается как реактор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла). Изготовлен в 1982 г., введен в эксплуатацию в 1983 году.

6. Трансформаторы напряжения – НКФ-220-58 У1, НТМИ-10-66У3, ЗНОМ-35-65 У1, НТМИ-10-66У3, введенные в эксплуатацию в 1983 году.

7. ОПН на ВН и СН, введены в эксплуатацию в 2010 году. Разрядники вентильные РВ установлены на напряжение 10 кВ. Введены в эксплуатацию в 1984 году.

8. ВЧЗ тип – DLTC 1250/1.0 в количестве 2 шт. установлены в 2015 году. ВЧЗ тип – ВЗ-630-0.5-У1 в количестве 3 шт. установлены в 1984 году. КС тип – СМВ-110/ $\sqrt{3}$ -6,4 ХЛ1 в количестве 2 шт. установлены в 2015 году. КС тип – СМ-110/ $\sqrt{3}$ -6,4 У1, в количестве 3 шт. установлены в 1984 году.

9. Аккумуляторные батареи тип – ТБ-600. Изготовленные и введенные в эксплуатацию в 2005 году.

ПС 220 кВ Лопча расположена в Тындинском районе Амурской области. Год постройки – 1984. Дата ввода в эксплуатацию – 1985 год.

РУ ВН выполнено по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Тип РУ ВН – ОРУ.

РУ СН выполнено по схеме 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Тип РУ СН – ОРУ.

РУ НН выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». ЗРУ 10 кВ.

От РУ ВН отходят линии:

- ВЛ 220 кВ Лопча-Юктали
- ВЛ 220 кВ Хорогочи-Лопча

Данная ПС суммарная установленная мощность которой составляет 50 МВА осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжениях 220, 35, 10 кВ.

На ПС 220 кВ установлено следующее оборудование:

1. Трансформаторы силовые – 2хТДТН-25000/220/35/10-70У1. Изготовлены в 1984 г., введены в эксплуатацию в 1985 году. На ВН трансформатора установлено РПН – РС-4. Место установки – 220 кВ, У. На СН установлено устройство ПБВ, изготовленное в 1984г, введённое в эксплуатацию в 1985 году.

2. Трансформаторы собственных нужд – ТСН-1 и ТСН-2 тип – ТМ-630/10/0,4 -78У1. Изготовлены в 1983 году, введены в эксплуатацию в 1984 году. Установлено устройство ПБВ на ВН.

3. Трансформаторы хозяйственных нужд ТХН-1 и ТХН-2. Марка – ТМ-400/10/0,4 -78У1. Дата изготовления – 1984 году, ввод в эксплуатацию – 1988 г.

4. Шунтирующие реакторы Р-1 и Р-2. Тип – РТД-20000/35 У1. Изготовлен в 1984 г., введен в эксплуатацию в 1985 году.

5. Выключатели: СВ – SIEMENS 3AP1 DT, дата изготовления – 2009 г., ввод в эксплуатацию – 2010 год.

Два масляных выключателя У-220-2000-25-У1 изготовленных в 1984 году, ввод в эксплуатацию в 1985 году. Для подключения Т-1 и Т-2.

Два выключателя элегазовых с электромагнитным приводом ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1, изготовленных и введенных в эксплуатацию в 2009 году. Для подключения Р-1 и Р-2.

Выключатели масляные – С-35М-630-10Б У-1 – 6 шт. Введены в эксплуатацию в 1985 году.

Маломасляные выключатели ВМПЭ-10-1600-31,5-УХЛ2 – 3 шт., ВМПЭ-10-630-20-УХЛ2 – 11 шт. введены в эксплуатацию в 1985 году.

6. Разъединители типов: РНДЗ-2-220-1000УХЛ1 – 10 шт. Введены в эксплуатацию в 1985 году. Привод – ПРГ 180/90 ЛП, изготовлены и введены в эксплуатацию в 2011 году. РДЗ-2-220-2000У1 – 2 шт. введены в эксплуатацию в 2006 году. Привод – ПРГ 180/180 ЛП, изготовлены и введены в эксплуатацию в 2011 году. РНДЗ-2-35-1000У1 – 3 шт. Введены в эксплуатацию в 1985 году. Привод – ПРГ 90/90 ЛП, изготовлены и введены в эксплуатацию в 2011 году. РНДЗ-1Б-35-1000У1 – 3 шт. РНДЗ-2-35-1000У1 – 6 шт. Введены в эксплуатацию в 1985 году. Привод – ПРГ 90/90 ЛП, изготовлены и введены в эксплуатацию в 2011 году.

7. ОПН тип –3хОПН-П1-220/154/10/2-Ш УХЛ1 изготовлены в 2009 г., введены в эксплуатацию 2011 году; 3хОПН-П/ЗЭУ-220/157/10/850 УХЛ1 изготовлены в 2012 г., введены в эксплуатацию 2014 году. 4хОПН-П1-35/40,5/10/2/УХЛ1 изготовлены в 2009 г., введены в эксплуатацию 2011 году.

8. ВЧЗ тип – 6хВЗ-1250-0,5 У1 и КС тип – СМП-110/3-6,4 У1, введены в эксплуатацию в 1984 году.

9. Трансформаторы напряжения – 9хVPU-245 изготовлены в 2013 г., введены в эксплуатацию в 2014 году. 5хЗНОМ-35-65У1 изготовлены в 1983 г., введены в 1985 году. 2х НТМИ-10 изготовлено в 1984 г. введено в эксплуатацию в 1985 году.

10. Трансформатор тока – 10хТПЛ-10 введены в эксплуатацию в 1985 году. 6хТФЗМ-35 введен в эксплуатацию в 1985 году.

ПС 220 кВ Юктали

ПС 220 кВ Юктали расположена в Тындинском районе Амурской области.

Год постройки – 1984. Дата ввода в эксплуатацию – 1985 год.

Данная ПС установленная суммарная мощность которой составляет 50 МВА осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжениях 220, 35, 10 кВ.

РУ ВН выполнено по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Тип РУ ВН – ОРУ.

РУ СН выполнено по схеме 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Тип РУ СН – ОРУ.

РУ НН выполнено по схеме 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». Тип РУ НН – ЗРУ.

К РУ ВН подходят:

- ВЛ 220 кВ Лопча-Юктали;
- ВЛ 220 кВ Юктали-Хани с отпайкой на ПС Олёкма.

На ПС 220 кВ установлено следующее оборудование:

1. Трансформаторы силовые марки – ТДТН-25000/220/35/10-70У1 в количестве 2 шт. Диспетчерское наименование Т-1 и Т-2. Трансформатор Т-2 был изготовлен в 1985г. введен в эксплуатацию в 1985 году. Трансформатор Т-

1 изготовлен в 1985 году, введен в эксплуатацию в 1985 году. На Т-1 и Т-2 установлено устройство РПН типа – РС-4. Место установки – 220 кВ, У. Для Т-1 РПН изготовлено в 1984г., для Т-2 РПН изготовлено в 1984 г. У обоих трансформаторов установлено устройство ПБВ. Место установки – 35 кВ, У.

2. Трансформаторы собственных нужд – ТСН-1 и ТСН-2 тип – ТМ-400/10/0,4 -78У1. Изготовлены и введены в эксплуатацию в 1984 году. Установлено устройство ПБВ на ВН 10 кВ, У.

3. Трансформаторы хозяйственных нужд ТХН-1 и ТХН-2. Марка – ТМ-400/10/0,4 -78У1. Изготовлены в 1991 году, введены в эксплуатацию в 1993 году.

4. Шунтирующие реактор Р-1 и Р-2. Марка – РТД-20000/35-У1. Р-1 изготовлен в 1984 году, введен в эксплуатацию в 1985 году. Р-1 изготовлен и введен в эксплуатацию в 1988 и 1990 гг. соответственно.

5. Выключатели: на ПС 220 кВ Юктали установлен СВ марки – Siemens3AP1 DT-245, привод – пружинный. Год изготовления и ввода в эксплуатацию – 2009. Два масляных выключателя У-220-2000-25 для подключения трансформаторов. Тип привода – ШПЭ-44. Год изготовления – 1984, ввода в эксплуатацию – 1985. На РУ СН установлены выключатели марок: 7хС-35М-630–10 Б У1 с приводом – ШПЭ-12, изготовлены и введены в эксплуатацию в 1984 и 1985 гг. соответственно; 2хВБГЭ-35-12,5 УХЛ1 для подключения ШР, изготовлены и введены в эксплуатацию в 2009 году, тип привода – ПЭМ-4. В ЗРУ НН установлены выключатели типов: 4хВМПЭ-10-630-31,5 УХЛ2, 7хВМПЭ–10-630-20У1, 1хВМПЭ–10-1600-31,5 УХЛ1, изготовлены и введены в эксплуатацию в 1984 и 1985 гг. соответственно. Тип привода – ПЭ-11.

6. Разъединители. На РУ ВН установлены разъединители марок – 10хРНДЗ-2– 220/1000 УХЛ1 и 2хРДЗ-220-2000 У1, изготовлены в 1984 году, введены в эксплуатацию в 1985 году. Приводы – ПРГ-180/90 ЛП-ХЛ1 и ПРГ-180/180 ЛП-ХЛ1 соответственно. На РУ СН установлены разъединители марки

РНДЗ-35-2000 У1, изготовленные в 1984 г. и введенные в эксплуатацию в 1985 году. Тип привода – ПРГ-90/90 ЛП-ХЛ1.

ПС 220 кВ Хани

ПС 220 кВ Хани расположена в Нерюнгринском районе Республики Саха (Якутии). Год постройки данной ПС – 1989. Ввод в эксплуатацию состоялся в 1989 году.

РУ ВН выполнено по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Тип РУ ВН – ОРУ.

РУ СН выполнено по схеме 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Тип РУ СН – ОРУ.

РУ НН выполнено по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Тип РУ НН – ЗРУ.

В данном проекте подробно рассматривается только РУ ВН.

К РУ ВН подходят:

- ВЛ 220 кВ Хани-Чара;
- ВЛ 220 кВ Юктали-Хани с отпайкой на ПС Олёкма.

Данная ПС суммарная установленная мощность, которой составляет 50 МВА осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжениях 220, 35, 10 кВ.

На ПС 220 кВ Хани установлено следующее оборудование:

1. Силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 марки – ТДТН-25000/220/35/10-70У1. Трансформатор Т-1 изготовлен в 1987 г., Т-2 изготовлен в 1988 году, оба трансформатора введены в эксплуатацию в 1989 году. На Т-1 установлено устройство РПН типа – У РС-4-74, на Т-2 тип РПН – ТУ РС-9-85. Установлено устройство ПБВ. Место установки 35 кВ, У.

2. Трансформаторы собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2. Тип –

ТМ-400/10/0,4. ТСН -1 изготовлен в 1989г, ТСН-2 в 1978 году. Оба ТСН введены в эксплуатацию в 1989 году. Установлено устройство ПБВ. Место установки – 10 кВ, У.

3. Шунтирующие реакторы: Р-1, Р-3, Р-4, Р-5, Р-6. Тип – РТМ-3300/10 У1. Изготовлены и введены в эксплуатацию в 1989 году.

4. Выключатели: СВ и выключатель Т-1 – 2х GL-314, произведены AREVA в 2010 и 2009 гг. соответственно. Введены в эксплуатацию в 2011 и 2010 гг. Тип привода – FK3-1. Выключатель Т-2 – HPL-245 В1, произведен АВВ в 2010 году, введен в эксплуатацию в этом же году. Тип привода – BLG 1002А. На РУ СН установлены выключатели марок – С-35, введенные в эксплуатацию в 1989 году. Привод – ШПЭ-12. На РУ НН установлены выключатели – ВКЭ-10. Изготовлены и введены в эксплуатацию в 1989 году. Привод – ШПЭ-11.

5. Разъединители. На РУ ВН – 12х РДЗ-2-220/1000, введены в эксплуатацию в 2006 году. Привод – ПР 180/180. На РУ СН – 12хРНДЗ-2-35/2000, изготовлены в 1988 г., введен в эксплуатацию в 1989 году. Привод – ПР 90/90 П-ХЛ1.

6. Трансформаторы тока РУ ВН – ТФЗМ-220, введены в эксплуатацию в 2001-2003 гг.

7. Трансформаторы напряжения РУ ВН – НКФ-220-58 У1, изготовлены в 2007 году, введены в эксплуатацию в 2011 году. НАМИ-220, изготовленные в 1987 г., введённые в эксплуатацию в 1989 году.

8. ОПН тип – ОПНп-220/800/154-10-III УХЛ1, произведено и введено в эксплуатацию в 2007 году.

Оборудование для ВЧ-связи. Для присоединения ВЛ-220 кВ Юктали-Хани. ВЧЗ тип – ВЗ-1250-0,5. КС тип – СМП-110/ $\sqrt{3}$ -6,4 УХЛ1. ВЧЗ и КС установлены в 1989 году. Для присоединения ВЛ-220 кВ Хани – Чара. ВЧЗ тип – ВЗ-1250-0,5 УХЛ1, КС тип – 4хСМП-110/ $\sqrt{3}$ -6,4 УХЛ1. Установлено данное оборудование в 2014 году.

ПС 220 кВ Чара

Существующая ПС 220 кВ Чара включает в себя распределительные устройства ОРУ 220, 110 и 35 кВ, ЗРУ 10 кВ, два АТ 220/110/35кВ мощностью 63 МВА, два трансформатора 35/10 мощностью по 25 МВА. Так образом суммарная установленная мощность составляет 176 МВА. Данная ПС была введена в эксплуатацию в 1987 году.

Схема ОРУ 220 кВ выполнена по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычной со стороны трансформаторов».

От ОРУ 220 кВ отходят две воздушные линии:

- ВЛ 220кВ Хани-Чара I цепь;
- ВЛ 220 кВ Куанда-Чара.

В ОРУ 220 кВ установлены три элегазовых выключателя, ТТ, горизонтально-поворотные разъединители, ТН, ОПН, аппаратура ВЧ связи. Вдоль выключателей имеется проезд. Сборные шины ОРУ 220 кВ гибкие, выполнены проводами АС 300/39 в фазе.

Она питает тяговые подстанции Байкало-Амурской магистрали, поселки Чара и Новая Чара, а также крупнейшее по запасам в России Удоканское месторождение меди.

2.2 Анализ режимной ситуации существующей сети

Переток мощности на участке электрической сети Тында – Чара осуществляется в направлении от ПС 220 кВ Тында к ПС 220 кВ Чара. В свою очередь ПС 220 кВ Тында питается в основном от Нерюнгринской ГРЭС по двум линиям 220 кВ протяженностью 183,58 км. Также возможно осуществлять питание по ВЛ 220 кВ от Зейской ГЭС. ПС 220 кВ Тында связана с ЗГЭС линиями 220 кВ, проходящими через ПС 220 кВ Дипкун, ПС 220 кВ Тутаул, ПС 220 кВ Призейская. ПС 220 кВ Тында питает ПС 220 кВ Сквородино и ПС 220 кВ Бам/т. ПС 220 кВ Чара принадлежит Читинской энергосистеме и связана с Мамаканской ГЭС через ПС 220 кВ Куанда и ПС 220 кВ Таксимо.

Характеристика источников питания

Нерюнгринская ГРЭС расположена в пгт. Серебряный бор, Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Строительство станции

было начато в 1980 году, в декабре 1983 года был введен в эксплуатацию первый энергоблок.

Установленная электрическая мощность – 570 МВт. Основное топливо – каменный уголь Нерюнгринского месторождения.

Основное энергетическое оборудование НГРЭС включает в себя:

- три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час;
- турбины 1хЛ-210-130-3, 2хТ-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью 210 МВт. Номинальная тепловая нагрузка на теплофикационных турбинах 2х260 Гкал/час, давление пара на турбину 130 кгс/см² (килограмм сила на метр в квадрате), температура пара у турбины 540 °С;
- генераторы 3хТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ [8].

Нерюнгринская ГРЭС имеет резервы роста мощности при дальнейшем развитии региона и увеличении потребности в энергообеспечении за счет дополнительного строительства энергоблоков. Имеющаяся база позволяет в кратчайшие сроки построить и ввести в эксплуатацию от двух до четырех энергоблоков аналогичной мощности [8].

Схема выдачи электрической мощности включает в себя семь ЛЭП-110 кВ и три ЛЭП-220 кВ.

Зейская ГЭС расположена в городе Зейя Амурской области.

Установленная мощность данной станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС началось в 1964 году, закончилось в 1980 году.

На Зейской ГЭС установлены генераторы марки – 6 × СВ-1130/220-44ХЛ4. Мощность генераторов – 4 × 225, 2 × 215 МВт. Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансфор-

моторами 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 ТНЕРЕ-265000/525 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 «полуторная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу [17].

Зейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой двумя линиями 500 кВ через ПС «Амурская» Л-501 и Л-502. Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через п/с «Призейская» Л-208, п/с «Светлая» Л-200, Л-201С, п/с «Магдагачи» Л-203. С подстанцией «Энергия» связь осуществляется отпайками от Л-200 и Л-201[17].

Для анализа существующей режимной ситуации необходимо выполнить расчет режима. В данном проекте для расчета режимов используется ПВК RastrWin3.

Расчет производится для части энергосистемы Амурской области, включающий в себя ПС: Хани, Юктали, Лопча, Хорогочи, Тында, Сквородино, Ульручи/т, Гонжа/т, Магдагачи, Дипкун, Тутаул, Призейская, Светлая, а также ЗГЭС. За базисный узел принято – шины 220 кВ ОРУ ЗГЭС. За генерацию – Нерюнгринская ГРЭС.

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры линий, трансформаторов, шунтирующих реакторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где g_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \quad (5)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}} \quad (6)$$

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} = 1 \quad (7)$$

где $K_{ТН}, K_{ТС}, K_{ТВ}$ – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{НН}, U_{СН}, U_{ВН}$ – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{ВН}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где ΔP_{XX} – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, заданным модулем напряжения, пределами выработки и потребления реактивной мощности.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

Для расчета существующего режима используются значения контрольных замеров КЗ 2015 года летнего минимума и зимнего максимума.

Таблица 3 – нагрузка на ПС

ПС	Лето			Зима		
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
Тында	13,2	2,2	0,155	34	8,6	0,253
Хорогочи	1,1	0,2	0,182	1,6	0,3	0,188
Лопча	1,3	0,574	0,442	1,8	0,31	0,172
Юктали	2,4	0,717	0,299	4,8	1,083	0,226
Хани	1,5	0,77	0,513	1,4	0,192	0,137

Таблица 4 – параметры ветвей

Название	R	X	B	G	Кт/г
Нерюнгринская ГРЭС - ПС Тында АТ ВН	17,99	78,76	-484,7	9,5	
Нерюнгринская ГРЭС - ПС Тында АТ ВН	17,99	78,76	-484,7	9,5	
ПС Тында АТ ВН - ПС Тында АТ о.т.	1,43	104,11	5,9	0,9	1
ПС Тында АТ о.т. - ПС Тында АТ СН	1,43	-11,67			0,502
ПС Тында АТ о.т. - ПС Тында АТ НН	1,43	195,64			0,145
ПС Тында АТ ВН - ПС Хорогочи ВН	7,31	32	-196,9	3,9	
ПС Хорогочи ВН - ПС Хорогочи о.т.	5,71	275,02	5,6	0,9	1
ПС Хорогочи о.т. - ПС Хорогочи СН	5,71	-8,9			0,167
ПС Хорогочи о.т. - ПС Хорогочи НН	5,71	148,01			0,048

ПС Хорогочи ВН - ПС Лопча ВН	8,3	36,34	-223,6	4,4	
ПС Лопча ВН - ПС Лопча о.т.	5,71	275,02	5,6	0,9	1
ПС Лопча о.т. - ПС Лопча СН	5,71	-8,9			0,167
ПС Лопча о.т. - ПС Лопча НН	5,71	148,01			0,048
ПС Лопча ВН - ПС Юктали ВН	13,83	60,53	-372,5	7,3	
ПС Юктали ВН - ПС Юктали о.т.	5,71	275,02	5,6	0,9	1
ПС Юктали о.т. - ПС Юктали СН	5,71	-8,9			0,167
ПС Юктали о.т. - ПС Юктали НН	5,71	148,01			0,048
ПС Юктали ВН - Олекма	8,17	35,78	-220,2	4,3	
Олекма - ПС Хани ВН	4,9	21,45	-132	2,6	
ПС Хани ВН - ПС Хани о.т.	5,71	275,02	5,6	0,9	1
ПС Хани о.т. - ПС Хани СН	5,71	-8,9			0,167
ПС Хани о.т. - ПС Хани НН	5,71	148,01			0,048
ПС Хани ВН - ПС Чара	12,24	53,56	-329,6	6,4	

Таблица 5 – параметры узлов (лето)

Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V
НГРЭС	220			90,9	-47	241		241
ПС Тында АТ ВН	220				-7,8	241,2		241,2
ПС Тында АТ о.т.	220							240,11
ПС Тында АТ СН	110	13,3	2,2					120,62
ПС Тында АТ НН	35							34,89
ПС Хорогочи ВН	220							239,32
ПС Хорогочи о.т.	220							225,16
ПС Хорогочи СН	35	1,1	0,2				7988	37,76
ПС Хорогочи НН	10							10,77
ПС Лопча ВН	220							237,32
ПС Лопча о.т.	220							223,97
ПС Лопча СН	35	0,3	0,5				7283	37,56
ПС Лопча НН	10	0,8	0,1					10,71
ПС Юктали ВН	220							232,82
ПС Юктали о.т.	220							204,96
ПС Юктали СН	35	0,5	11,6				7543	34,46

ПС Юктали НН	10	0,5	0,3					9,79
ПС Хани ВН	220							230,27
ПС Хани о.т.	220							212,3
ПС Хани СН	35	0,6	0,4					35,54
ПС Хани НН	10	0,6	5,7				75770	9,7
ПС Чара	220							

Таблица 6 – Параметры узлов (зима)

Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V
Нерюнгринская ГРЭС	220			155,5	-67,5	241		241
ПС Тында АТ ВН	220	76,8	-49,4				278	243,13
ПС Тында АТ о.т.	220							245,56
ПС Тында АТ СН	110	33,1	-10,9					122,98
ПС Тында АТ НН	35						3180	35,22
ПС Хорогочи ВН	220							241,47
ПС Хорогочи о.т.	220							227,24
ПС Хорогочи СН	35	1,6	0,3				7881	38,11
ПС Хорогочи НН	10							10,87
ПС Лопча ВН	220							239,78
ПС Лопча о.т.	220							215,63
ПС Лопча СН	35	0,5	7,6				8555,9	36,22
ПС Лопча НН	10	0,7	0,2					10,31
ПС Юктали ВН	220							238,28
ПС Юктали о.т.	220							207,1
ПС Юктали СН	35	1,5	5,4				14605	34,83
ПС Юктали НН	10	1,8	0,4					9,89
ПС Хани ВН	220	12,9						239,71
ПС Хани о.т.	220							225,07
ПС Хани СН	35	1,9	0,2					37,67
ПС Хани НН	10	1	5				58950	10,39
ПС Чара	220							241,84

Схемы потокораспределения представлены на рисунках 1и 2.

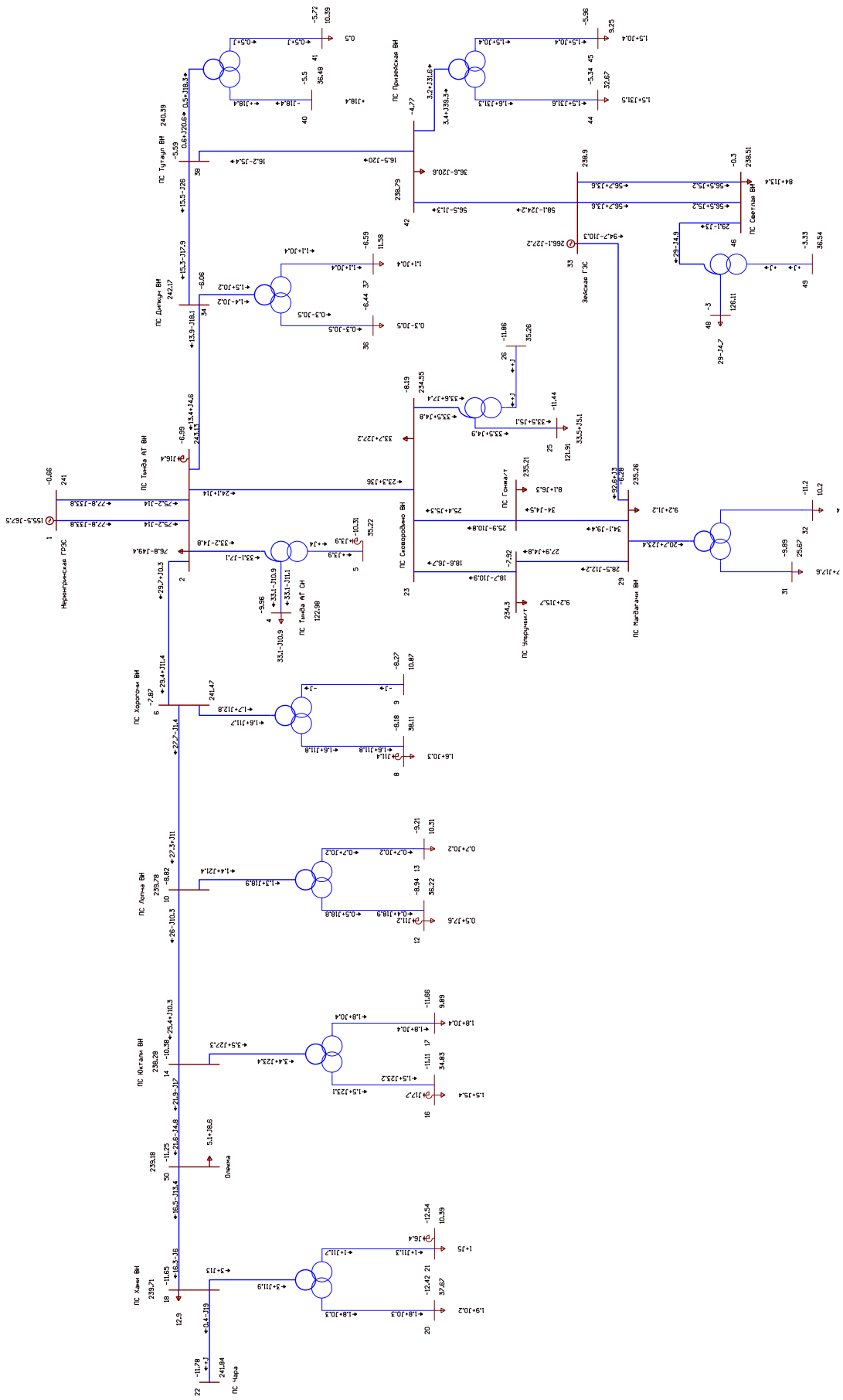


Рисунок 1 – Схема потокораспределения действующей сети (зима)

На основе расчетов режима действующей сети, можно провести анализ режимной ситуации на участке Тында – Чара.

Загрузка трансформатора – значимый показатель эффективного и правильного использования электрооборудования. Перегрузка трансформатора снижает срок службы устройства, недостаточная загрузка трансформатора приводит к значительным потерям мощности и указывает на перерасход средств.

Для анализа загруженности трансформаторов необходимо вычислить коэффициент загрузки трансформаторов. Коэффициент загрузки находится как отношение суммарной нагрузки одного трансформатора к номинальной мощности трансформатора. Коэффициент загрузки для потребителей первой категории 0,65-0,7. Если коэффициент загрузки меньше 0,65 трансформатор является недогруженным, что приводит к необоснованным потерям. В режиме минимальных нагрузок возможно отключение трансформатора и перевод всей нагрузки на один трансформатор. На всех ПС шунтирующие реакторы установлены на СН и НН, поэтому коэффициент загрузки трансформатора рассчитан с учетом мощности, которую потребляют шунтирующие реакторы.

Таблица 7 – Коэффициенты загрузки трансформаторов

ПС		Зима	Лето
Хани	T1	0,229	0,308
	T2	0,257	0,232
Юктали	T1	0,678	0,042
	T2	0,689	0,661
Лопча	T1	0,721	откл.
	T2	0,028	0,648
Хорогочи	T1	0,698	0,737
	T2	0,014	откл.
Тында	AT1	0,303	0,291
	AT2	0,247	0,291
	T1	0,138	0,063
	T2	0,204	0,032

На основании расчета коэффициента загрузки трансформаторов можем сделать следующие выводы:

-трансформаторы на ПС 220 кВ Хани, ПС 220 кВ Тында являются недогруженными в обоих рассматриваемых режимах;

-трансформаторы на ПС 220 кВ Юктали нормально загружены зимой, но возможен перевод нагрузки на один трансформатор в режиме минимальных нагрузок;

-на ПС 220 кВ Лопча и ПС 220 кВ Хорогочи в обоих режимах загружен только один трансформатор;

-на всех рассматриваемых ПС нет перегруженных трансформаторов.

Оценку загрузки линий можно осуществить по длительно допустимым токам.

Допустимый ток - это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры. Величина данного параметра зависит от сечения проводника.

Таблица 8 – токовая загрузка ЛЭП (зима)

Участок	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	И/Идоп, %
Тында-Хорогочи	71	75	710	10,6
Хорогочи-Лопча	66	71	710	10
Лопча-Юктали	67	66	710	9,5
Юктали-Хани	67	53	710	9,5
Хани-Чара	46	0	710	6,5

Таблица 9 – токовая загрузка ЛЭП (лето)

Участок	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	И/Идоп, %
Тында-Хорогочи	28	48	710	6,8
Хорогочи-Лопча	23	47	710	6,6
Лопча-Юктали	22	66	710	9,3
Юктали-Хани	14	39	710	5,4
Хани-Чара	откл.			

Все ВЛ на участке Тында-Чара являются ненагруженными (менее 30%).

Напряжения во всех узлах сети на рассматриваемом участке выше номинальных значение в обоих рассматриваемых режимах, но не превышает значение наибольшего рабочего напряжения для электрооборудования, равного 252 кВ. Отклонение напряжения на СН и НН не превышает 10 %.

Повышенное напряжение связано с генерацией достаточно большой зарядной мощности, поскольку все линии на участке Тында-Чара длиной более 100 км. Для компенсации зарядной мощности на проходных ПС установлены шунтирующие реакторы, на ПС Хорогочи один ШР мощностью 20 МВар, На ПС Лопча два ШР мощностью по 20 МВар, на ПС Лопча три ШР мощностью по 3,3 МВар.

Таблица 10 – ВН ПС на участке Тында – Чара

ПС		U, кВ зима	dU, %	U, кВ лето	dU, %
Тында	ВН	243,13	10,52	241,2	9,55
	СН	122,98	11,62	120,62	9,66
	НН	35,22	0,6	34,89	0,3
Хорогочи	ВН	241,47	9,76	239,32	8,78
	СН	38,11	8,88	37,76	7,89
	НН	10,87	8,68	10,77	7,69
Лопча	ВН	239,78	8,99	237,32	7,87
	СН	36,22	3,5	37,56	7,32
	НН	10,31	3,1	10,71	7,07
Юктали	ВН	238,28	8,31	232,82	5,83
	СН	34,83	0,5	34,46	1,6
	НН	9,89	1,1	9,79	8,07
Хани	ВН	239,71	8,96	230,27	4,7
	СН	37,67	7,62	35,54	1,54
	НН	10,39	3,9	9,7	3,09
Чара	ВН	241,84	9,93	откл.	

Одним из показателей эффективности работы энергосистемы является величина потерь активной мощности. Для анализа необходимо рассчитать долю потерь от суммарной передаваемой мощности, которая находится через отношение суммарных потерь к суммарной нагрузке на данном участке электрической сети.

Таблица 11– Потери активной мощности на участке Тында – Хани.

	Рн, МВт	ΔР, МВт	Δ, %	dPнаг, МВт	Р пост, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Рхх, МВт	Р кор., МВт
зима	56,2	4,60	8,185	1,89	2,72	1,56	0,33	0,27	2,45
лето	22	3,41	15,5	1,12	2,28	0,87	0,26	0,26	2,02

Из-за малой загруженности линий и трансформаторов потери активной мощности летом велики и превышают 10 %, что является недопустимым. Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются их потерь ХХ в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки. 64 % от всех летних потерь и 53 % зимних потерь это потери на коронный разряд, так как суммарная длина линии на промежутке Тында – Хани составляет 484 км. Для снижения потерь на данном участке необходимо отключение трансформаторов в режиме малых нагрузок и КРМ на шинах ПС.

Вывод: На данный момент участок сети Тында – Чара является слабонагруженным, в связи с этим передача электроэнергии сопровождается существенными потерями.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА УЧАСТКЕ ТЫНДА – ЧАРА

Для взаимообмена мощностями ОЭС Сибири и ОЭС Востока (связи энергосистем), обеспечения надежного электроснабжения потребителей транзита, увеличения пропускной способности сети 220 кВ, обеспечения наибольшей пропускной способности ВПТ на ПС 220 кВ Хани, планируется строительство второй линии на участке Тында – Чара.

3.1 Краткая характеристика развития электрических сетей

ПС 220 кВ Тында является узловой ПС в Западном энергорайоне Амурской энергосистемы. ПС 220 кВ Лопча, ПС 220 кВ Хани, ПС 220 кВ Хорогочи, ПС 220 кВ Юктали и ПС 220 кВ Чара являются проходными ПС.

На данный момент все проходные ПС на рассматриваемом участке получают питание лишь по одной линии, поскольку ВЛ 220 кВ Хани-Чара отключена. Строительство второй ВЛ повысит надежность электроснабжения данных ПС.

3.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

В районе существующей ПС 220 кВ Хани планируется возведение Амурского преобразовательного комплекса (АПК) на Хани. Существует два варианта размещения АПК: на существующей ПС 220 кВ с её частичной реконструкцией и расширением; на новой площадке как самостоятельный объект. В данном проекте при проектировании ЛЭП 220 кВ на участке Тында – Чара будет учтена мощность ВПТ, но не будет подробно рассмотрен АПК на ПС 220 кВ Хани, только реконструкция РУ ВН ПС 220 кВ Хани.

На АПК предполагается установка вставки постоянного тока (ВПТ) на базе СТАТКОМ. Расчетная мощность перетока через АПК до 2023 года составит 200 МВт. При выборе сечения и оборудования, необходимо учесть мощность ВПТ на АПК на Хани.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС.

Таблица 12 – нагрузка на ПС

ПС	Лето			Зима		
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
Тында	14,2	2,2	0,155	34	8,6	0,253
Хорогочи	1,1	0,2	0,182	1,6	0,3	0,188
Лопча	1,3	0,574	0,442	1,8	0,31	0,172
Юктали	2,4	0,717	0,299	4,8	1,083	0,226
Хани	1,5	0,77	0,513	1,4	0,192	0,137

Произведем расчет вероятностных характеристик и коэффициентов:

- средняя мощность

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum P_i \cdot t_i \quad (10)$$

- эффективная мощность

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum P_i^2 \cdot t_i} \quad (11)$$

-коэффициент максимума

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}} \quad (12)$$

-коэффициент формы

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{CP}} \quad (13)$$

Таблица 13 – значения вероятностных характеристик и коэффициентов (зима)

ПС	$P_{CP}, \text{МВт}$	$P_{\text{эф}}, \text{МВт}$	K_{MAX}	K_{ϕ}
Тында	28,033	28,739	1,213	1,025
Хорогочи	1,51	1,526	1,06	1,011
Лопча	1,667	1,667	1,08	1,006
Юктали	4,567	4,571	1,051	1,001
Хани	1,267	1,27	1,184	1,002

Таблица 14 – значения вероятностных характеристик и коэффициентов (лето)

ПС	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	K_{MAX}	K_{ϕ}
Тында	12,5	12,63	1,136	1,01
Хорогочи	0,98	1,05	1,122	1,071
Лопча	1,2	1,203	1,5	1,002
Юктали	2,333	2,34	2,057	1,003
Хани	1,4	1,402	1,071	1,002

Для прогнозирования нагрузок используют формулу сложных процентов:

$$P_{ПРОГ} = P_{БАЗ} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (14)$$

где ε – прирост нагрузки,

N – срок выполнения прогноза (6 лет).

Согласно Приказу Минэнерго России от 01.03.2016 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы», среднегодовой прирост нагрузки за 2016 – 2022 годы для Амурской области составит – 0,65%, для Забайкальского края – 0,46%.

Таблица 15 – Спрогнозированные нагрузки

ПС	Активная нагрузка, МВт (зима)			Активная нагрузка, МВт (лето)		
	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	$P_{MAX}, MВт$	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	$P_{MAX}, MВт$
Тында	29,144	29,878	35,348	12,996	13,13	14,76
Хорогочи	1,552	1,569	1,645	1,007	1,079	1,131
Лопча	1,733	1,733	1,871	1,248	1,251	1,352
Юктали	4,748	4,752	4,99	2,425	2,433	2,495
Хани	2,495	1,32	2,495	2,495	1,458	2,495
ПС	Реактивная нагрузка, МВар (зима)			Реактивная нагрузка, МВар (лето)		
Тында	4,52	4,63	5,48	3,29	3,32	3,73
Хорогочи	0,292	0,295	0,309	0,183	0,196	0,206
Лопча	0,77	0,77	0,83	0,21	0,22	0,23
Юктали	1,42	1,42	1,49	0,55	0,55	0,56
Хани	1,28	0,68	1,28	0,34	0,20	0,34

3.3 Разработка оптимального варианта подключения существующих подстанций к новой линии

Суммарное расстояние между ПС 220 кВ Тында и ПС 220 кВ Чара составляет 558,65 км. Обязателен заход новой линии на ПС 220 кВ Хани, в связи со строительством Амурского преобразовательного комплекса на Хани. Длина ВЛ 220 кВ Хани и Чара – 124,85 км. Расстояние между ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Тында – 433,8 км. Предельная длина линии для напряжения 220 кВ составляет 400 км, следовательно, необходим заход новой линии на подстанции на рассматриваемом участке электрической сети. Заход новой линии на ПС Хорогочи нецелесообразен, поскольку данная ПС располагается всего в 74,6 км от ПС Тында. Также нет необходимости строительства отпайки на ПС Хорогочи, так как в случае повреждения действующей КВЛ Тында-Хорогочи, будет возможность получать питание от ПС Лопча. Данное обоснование подходит для любой ПС, следовательно, строительство отпайки на данном участке не требуется. Вариант захода проектируемой линии на все ПС, необоснованно дорог, поскольку вызывает необходимость реконструкции РУ ВН на всех ПС.

Рассмотрим три варианта подключения новой линии к ПС на участке сети Тында-Хани.

1. Заход новой линии на ПС 220 кВ Лопча, ПС 220 кВ Юктали и ПС 220 кВ Хани. Распределение длины в данном случае: Тында-Лопча – 159,3 км, Лопча-Юктали – 141,1 км, Юктали-Хани – 133,4 км. Потребуется реконструкция РУ ВН ПС: «Лопча», «Юктали», «Хани».

2. Заход новой линии на ПС 220 кВ Лопча и ПС 220 кВ Хани. Распределение длины в этом случае: Тында-Лопча – 159,3 км, Лопча-Хани – 274,5 км. Потребуется реконструкция РУ ВН ПС: «Лопча», «Хани».

3. Заход новой линии на ПС 220 кВ Юктали и ПС 220 кВ Хани. Распределение длины в этом случае: Тында-Юктали – 300,4 км, Юктали-Хани – 133,4 км. Потребуется реконструкция РУ ВН ПС: «Юктали», «Хани».

Первый вариант позволяет равномерно распределить длину, появляется возможность потребления зарядной мощности на каждой ПС, и недопущения сильного увеличения напряжения. Но, надежность энергообъекта выше, когда меньше элементов в сети. Также данный вариант дороже двух других вариантов.

Второй и третий вариант схожи, но вариант с заходом на ПС Лопча имеет меньшие промежуточные длины, также существенным достоинством этого варианта является то, что ПС Лопча располагается между ПС Хорогочи и ПС Юктали, и в случае повреждения или ремонта действующей линии будет возможно осуществить питание этих ПС.

Новая линия будет начинаться на ПС Тында, заходить на ПС Лопча, ПС Хани, ПС Чара.

3.4 Выбор сечения линий электропередачи

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (15)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (16)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Для линий 110-220 кВ может быть принят равным, $\alpha_i = 1,05$ что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки [18].

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы, примем $\alpha_i = 1$.

Так как основной задачей новой линии является снабжение ВПТ на Хани, следует выбрать сечение линии с учетом полной загрузки ВПТ – 200 МВт.

Согласно [Методические рекомендации по проектированию электрических сетей ...] принимаем для напряжения ПС 220 кВ $tg\varphi = 0,59$, тогда

$$Q = P \times tg\varphi = 118 \text{ MVar} \quad (17)$$

Для расчета максимального тока примем суммарную активную и реактивную мощность как сумму активной мощности ВПТ и значения нагрузок промежуточных ПС, в зимний период.

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{(200+12,061)^2 + (118+5,579)^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 322 \text{ A}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 322 \cdot 1,05 \cdot 1 = 338,1 \text{ A}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) выбираем провод марки АС-400/51 [2].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-400/51 длительный допустимый ток равен 825 А.

Для провода марки АС-300/39 – 710 А [7].

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{(200+12,061)^2 + (118+5,579)^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 644 \text{ A}$$

Обе линии в состоянии выдержать нагрузку, планируемую на АПК на Хани.

3.5 Разработка однолинейных схем РУ ВН реконструируемых ПС

РУ ВН ПС 220 кВ Тында позволяет осуществить подключение новой КВЛ 220 кВ Тында-Лопча без изменения схемы РУ 220 кВ. Для подключения проектируемой линии используется ячейка №14 КРУЭ 220кВ.

Так как РУ ВН на ПС 220 кВ Лопча, ПС 220 кВ Хани и ПС 220 кВ Чара выполнены по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» данные РУ необходимо реконструировать. На всех трех подстанциях установлено РУ ВН по схеме 5АН-220 с учетом расширения, следовательно, возможно преобразование в следующие схемы:

1. 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», с сохранением ремонтной перемычки, и добавлением четырех ячеек выключателей для двух действующих линии и подключения двух планируемых ВЛ.

2. 12 – «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин», с переоборудованием ремонтной перемычки в обходную систему шин, установкой выключателя для ОВ, и четырех выключателей для ВЛ.

3. 13 – «Две рабочие системы шин», с демонтажем РП и установкой четырех выключателей для ВЛ.

На ПС 220 кВ Лопча и ПС 220 кВ Чара оптимальным вариантом является применение схемы 12-220 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Данная схема не допускает даже кратковременную потерю напряжения на присоединениях при плановом выводе выключателей из работы [20]. Применение схем 9-220, дешевле, но не при повреждении или ремонте, ревизии одной из секции шин будет выведена из работы одна из линии. Поэтому для осуществления бесперебойного питания АПК на Хани, примем к установке на данных ПС РУ по типовой схеме 12-220.

Поскольку на ПС 220 кВ Хани планируется строительство КРУЭ 220 кВ можно применить типовую схему 9-220 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», поскольку КРУЭ не подвергается воздействиям внешней окружающей среды и имеет более долгий срок службы.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА УЧАСТКЕ ТЫНДА-ЧАРА

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Исходная схема сети для расчета токов короткого замыкания представлена на Рисунке 3.

Схема электрической сети на участке
Тьнда – Чера после развития

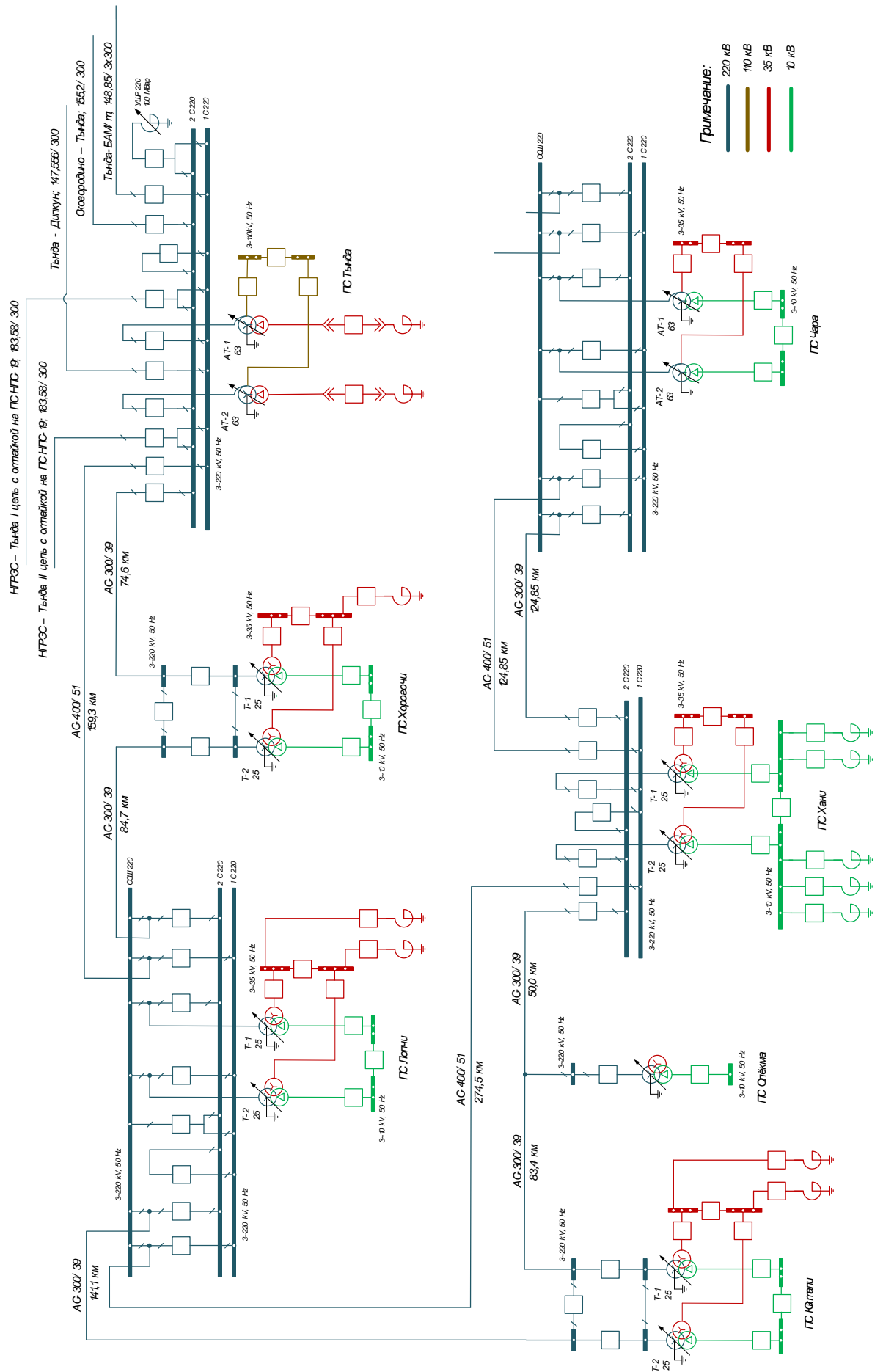


Рисунок 3 – Исходная схема

Для расчета тока трехфазного КЗ необходимо составить схему замещения прямой последовательности, для тока однофазного КЗ – схему замещения нулевой последовательности. Схемы замещения представлены на рисунках 4 и 5 соответственно.

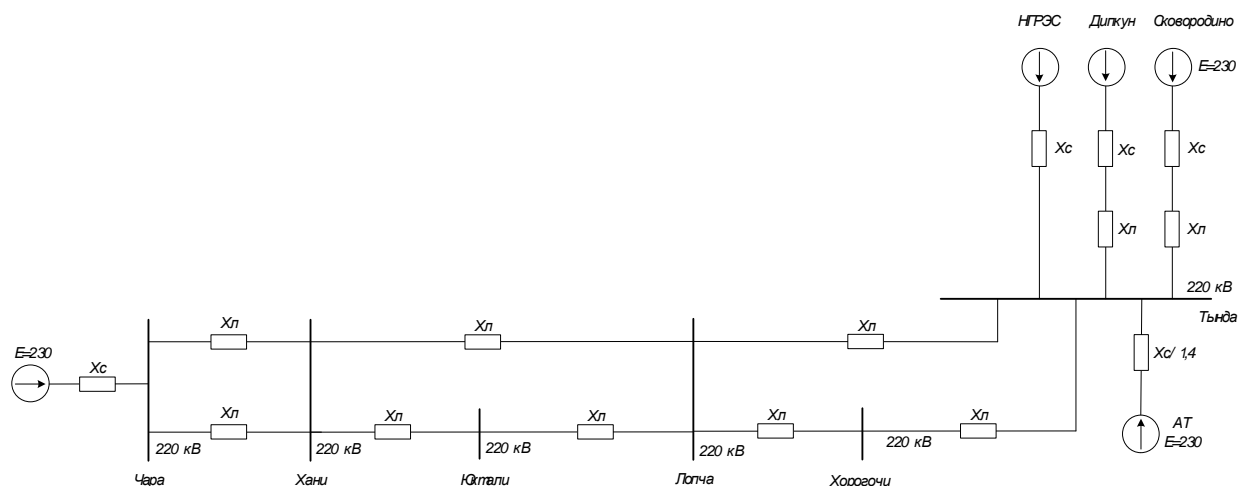


Рисунок 4 – схема замещения прямой последовательности

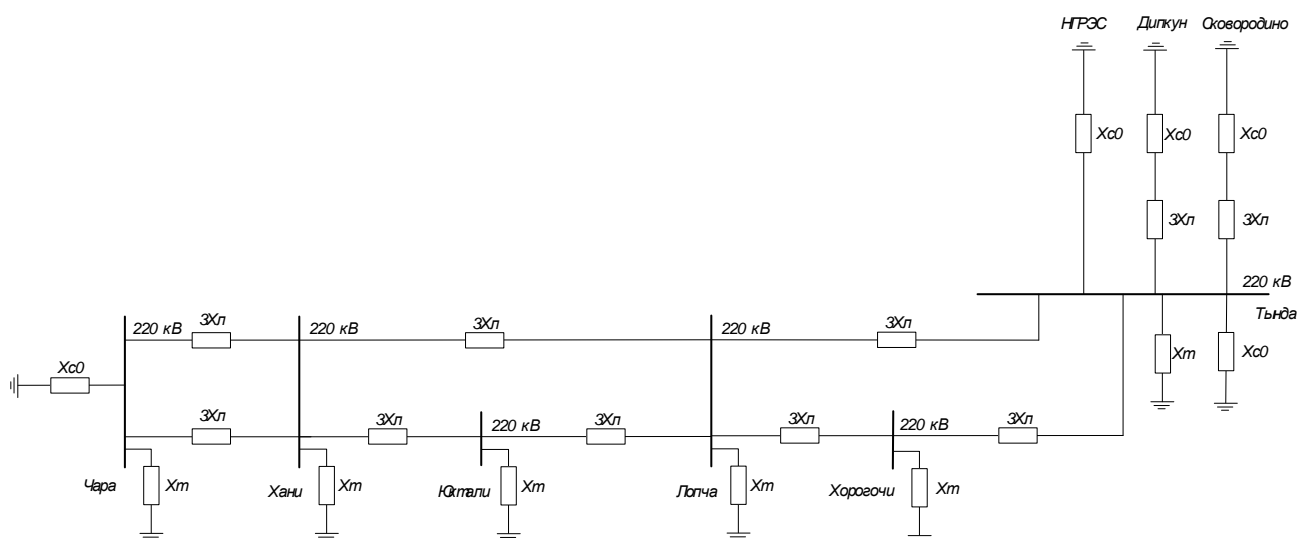


Рисунок 5 – схема замещения нулевой последовательности

Согласно [12] в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное

сопротивление следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ.

-сопротивление системы рассчитывается по выражению:

$$x_{СНРЭС} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.СНРЭС}}; \quad (18)$$

$$x_{СНРЭС} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 2,9} = 45,79 \text{ Ом};$$

$$x_{СДиткун} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 1,3} = 102,147 \text{ Ом};$$

$$x_{ССковородино} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 9,3} = 14,279 \text{ Ом};$$

$$x_{СТында} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 0,1} = 1328 \text{ Ом}.$$

Сопротивления системы нулевой последовательности находятся аналогичным образом.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_{o} \cdot l \quad (19)$$

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{н.н} = 3 \cdot x_{o} \cdot l \quad (20)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой

последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 16 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	U_ном
у	1	шины 220 кВ Тында	220
у	2	шины 220 кВ Хорогочи	220
зак	3	Хорогочи Т	220
у	4	шины 220 кВ Лопча	220
зак	5	Лопча Т	220
у	6	шины 220 кВ Юктали	220
зак	7	Юктали Т	220
у	8	шины 220 кВ Хани	220
зак	9	Хани Т	220
у	10	шины 220 кВ Чара	220
зак	11	Чара Т	220
у	12	НГРЭС	220
у	13	ПС Дипкун	220
у	14	ПС Сквородино	220
зак	15	АТ Тында	220

Таблица 17 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	x0	Кт/г
шины 220 кВ Тында - АТ Тында	52	52	1
шины 220 кВ Тында - шины 220 кВ Хорогочи	32	96	
шины 220 кВ Тында - шины 220 кВ Лопча	67,86	203,58	
шины 220 кВ Хорогочи - Хорогочи Т	137,5	137,5	1
шины 220 кВ Хорогочи - шины 220 кВ Лопча	36,34	109,02	
шины 220 кВ Лопча - Лопча Т	137,5	137,5	1

шины 220 кВ Лопча - шины 220 кВ Хани	117,38	352,14	
шины 220 кВ Лопча - шины 220 кВ Юктали	60,53	181,59	
шины 220 кВ Юктали - Юктали Т	137,5	137,5	1
шины 220 кВ Юктали - шины 220 кВ Хани	57,23	171,69	
шины 220 кВ Хани - Хани Т	137,5	137,5	1
шины 220 кВ Хани - шины 220 кВ Чара	53,56	160,68	
шины 220 кВ Хани - шины 220 кВ Чара	52,44	157,32	
шины 220 кВ Чара - Чара Т	52	52	1
НГРЭС - шины 220 кВ Тында	0	0	
ПС Дипкун - шины 220 кВ Тында	63,3	189,906	
ПС Сквородино - шины 220 кВ Тында	66,58	199,743	

Таблица 18 – Генератор/Несим

№ агр	Название	№ узла	x	X0	E
1	НГРЭС	12	45,79	132,79	230
2	Дипкун	13	102,147	63,23	230
3	Сквородино	14	14,279	10,71	230
4	Чара	10	153,34	93,93	230

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (21)$$

где $I_{\text{по}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [2]

Таблица 19 – токи короткого замыкания

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ПС Тында ВН	5,8318	14,68	5,825
ПС Хорогочи ВН	3,0363	5,314	2,941
ПС Лопча ВН	2,8113	5,019	2,868
ПС Юктали ВН	1,7211	3,197	1,827
ПС Хани ВН	1,8668	3,717	2,124
ПС Чара ВН	1,787	3,958	2,262

Также для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай ремонта или аварии на одной из линий.

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (22)$$

Токи на других ПС рассчитываются аналогичным образом. Значения максимальных рабочих токов всех ПС рассматриваемого участка электрической сети приведены в таблице X.

Таблица 20 – Рабочие максимальные токи

ПС/Выключатель	Рабочий максимальный ток, А
Тында СВ	726
Тында-Хорогочи	644
Хорогочи СВ	633
Лопча	630
Юктали СВ	615
Хани/Чара	608

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ВН ПС НА УЧАСТКЕ ТЫНДА-ЧАРА

5.1 Конструктивное исполнение ПС

Тип РУ ВН ПС 220 кВ Тында – КРУЭ. Для вновь проектируемой линии используется существующая ячейка №14. Изменение схемы или типа РУ ВН на данной ПС не предусматривается.

Так как РУ ВН ПС 220 кВ Лопча и ПС 220 кВ Чара выполнены ОРУ, изменение типа РУ не целесообразно. На ПС 220 кВ Хани РУ планируются выполнить с элегазовой изоляцией.

5.2 Выбор и проверка выключателей

На всех ПС необходимо осуществить проверку секционного выключателя. На ПС 220 кВ Лопча и ПС 220 кВ Чара осуществить выбор и проверку выключателей. На ПС 220 кВ Тында проверить выключатель, для подключения новой линии.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (23)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (24)$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам.

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)} \quad (25)$$

где $I_{пт}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов

$I_{отк.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (26)$$

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}. \quad (27)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{\text{вкл.ном}}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

- проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}} \quad (28)$$

где $i_{\text{аном}}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{\text{ат}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (29)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (30)$$

где β – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{св}} \quad (31)$$

где $t_{\text{з min}}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{\text{з min}} = 0,01$ с;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}^{(3)}$ соблюдается, а $i_{\text{аном}} < i_{\text{ат}}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат} \quad (32)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (33)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (34)$$

где $I_{пр.сквоз}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (35)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²с;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (36)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с.

Согласно [12] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (37)$$

где $t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{отк.выкл}$ – полное время отключения выключателя, с.

Произведем проверку выключателя ZF16-252(L) установленного в КРУЭ 220 кВ на ПС Тынды для подключения новой ВЛ и секционного выключателя. Тип привода – гидропружинный.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ZF16-252(L).

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 644 / 744 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 5,83 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 5,83 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{ПИК} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 14,68 \text{ кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 5,83 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 14,68 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 5,825^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 79,1 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 50 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 28,284 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 8,245 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам.

Секционный выключатель на ПС Хорогочи и ПС Лопча – баковый марки ЗАР1 ДТ-245. Тип привода – пружинный.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ЗАР1 ДТ-245.

Справочные данные	Расчетные данные		Условия выбора
	ПС Хорогочи	ПС Лопча	
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 633 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 630 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,04 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,81 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,04 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,81 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{ПИК} = 108 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,314 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,02 \text{ кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,04 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,81 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 108 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,314 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,02 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$

$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,04^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 21,533 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,8^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 18,267 \text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{a.норм} = 31,5 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 17,819 \text{кА}$	$i_{a.\tau} = 4,3 \text{кА}$	$i_{a.\tau} = 3,974$	$i_{a.норм} \geq i_{a.\tau}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит, не требует замены.

Секционный выключатель на ПС Юктали – баковый марки Siemens3AP1 DT-245. Тип привода – пружинный.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ на ПС Юктали

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{А}$	$I_{Р.МАХ} = 615 \text{А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 50 \text{кА}$	$I_{ПО} = 1,72 \text{кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 50 \text{кА}$	$I_{ПО} = 1,72 \text{кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{ПИК} = 108 \text{кА}$	$i_{УД} = 3,197 \text{кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 50 \text{кА}$	$I_{ПО} = 1,72 \text{кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 108 \text{кА}$	$i_{УД} = 3,197 \text{кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1,72^2 \cdot (2 + 0,08 + 0,03) = 6,242 \text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{a.норм} = 31,5 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 17,819 \text{кА}$	$i_{a.\tau} = 2,432 \text{кА}$	$i_{a.норм} \geq i_{a.\tau}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит, не требует замены.

На ПС 220 кВ Хани установлен секционный выключатель колонковый элегазовый марки – GL-314. Тип привода – пружинный.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ на ПС Хани

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 608 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,87 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{ПИК} = 157,5 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,717 \text{ кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,87 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 157,5 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,717 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11910 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1,87^2 \cdot (2 + 23 + 0,03) =$ $= 87,527 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{46}{100} = 26,022 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 2,645 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит, не требует замены.

Все секционные выключатели сумеют выдержать нагрузку, планируемую на ВПТ на Хани.

Для ПС 220 кВ Лопча и ПС 220 кВ Чара выберем элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». Баковые выключатели по сравнению с колонковыми обладают большей сейсмостойкостью, благодаря своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести, что необходимо для данного региона.

ВЭБ-220 выполненный в трехполюсном исполнении: три полюса (баки с одноразрывным дугогасительным устройством) размещаются на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности. Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, заполненных элегазом, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях экстремально низких температур и ветровой нагрузкой, способен выдерживать температуру

до минус 60°C. С помощью установленных в устройствах электроподогрева датчиков температуры предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей [1].

ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220. На полюсы выключателя может быть установлено до 6 трансформаторов тока для коммерческого учета, измерения и защиты.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-220 для ПС

Справочные данные	Расчетные данные		Условия выбора
	ПС Лопча	ПС Чара	
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 633 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 615 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,81 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,787 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,81 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,787 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПНК} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,02 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,96 \text{ кА}$	$i_{ПНК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,81 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,787 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,02 \text{ кА}$	$i_{УД} = 3,96 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,8^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 18,267 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1,787^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 7,441 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 50 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} = 33,234 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 3,974 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 2,527 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Выключатель соответствует условиям и может быть принят к установке.

5.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На всех ПС, где приняты к установке выключатели ВЭБ-220, выберем для проверки разъединители марки – РГП-220УХЛ1 произведенные ЗАО

«Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Тип привода – пружинный.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РПД – 220

Справочные данные	Расчетные данные ПС Лопча, Чара	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2500\text{А}$	$I_{Р.МАХ} = 630 / 608\text{А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 125\text{кА}$	$i_{УД} = 5,02 / 3,96\text{кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500\text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 18,267 / 7,441\text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500\text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 18,267 / 7,441\text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Также необходимо произвести проверку разъединителей.

Шинные и линейные разъединители на ПС 220 кВ Тында, для СВ и подключения второй линии на ПС 220 кВ Хорогочи. Тип – DS. Тип привода – С1 А.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных для DS

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150\text{А}$	$I_{Р.МАХ} = 644\text{А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 125\text{кА}$	$i_{УД} = 14,68\text{кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500\text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 79,1\text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500\text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 79,1\text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Данный разъединитель прошел проверку по всем параметрам, а значит, не требует замены.

Разъединители на ПС 220 кВ Хорогочи, ПС 220 кВ Лопча и ПС 220 кВ Юктали тип – РНДЗ-220/1000У1.

Таблица 28 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РНДЗ-220/1000У1

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 633 / 630 / 615 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$	$i_{УД} = 5,314 / 5,019 / 3,197 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 21,533 / 18,267 / 6,242 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 21,533 / 18,267 / 6,242 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

На ПС 220 кВ Хани установлены разъединители марки – РДЗ-2–220/1000 УХЛ1.

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РДЗ-2–220/1000 УХЛ1

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 644 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 63 \text{ кА}$	$i_{УД} = 14,68 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 8,148 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 8,148 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

На промежуточных ПС все разъединители, через которые будет проходить проектная мощность ВПТ способны выдержать данную нагрузку, замены не требуется.

5.4 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_{yo} \geq 50 \text{ кА}$. На рассматриваемых ПС не требуется проверка на электродинамическую стойкость.

По условию $I_{доп} > I_{раб.маx}$, выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-400/51, допустимый продолжительный ток которого равен 825 А.

Проверка по допустимому току (на нагрев):

$$825 > 644$$

Выбранное сечение также необходимо проверить на термическую стойкость,

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

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

где C – коэффициент, зависящий от материала; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

Наибольшее значение теплового импульса на ПС Тынды $B_K = 79,1 \text{кА}^2 / \text{с}$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{79,1} \cdot 10^3}{90} = 98,82,$$

$$98,82 \leq 400 \text{мм}^2$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников обеспечит уменьшение действия короны до допустимых значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (39)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (40)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (41)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (для 220 кВ это расстояние составляет 4 метра).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (42)$$

Для провода марки АС-400/51 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 31,181.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,375 \cdot \lg \frac{504}{1,375}} = 22,089.$$

Проверим согласно условию (42):

$$1,07 \cdot 22,089 \leq 0,9 \cdot 31,181,$$

$$23,635 \leq 28,063.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-400/51 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в РУ 220 кВ на всех реконструируемых ПС.

В КРУЭ 220 кВ на ПС Тынды установлены секции шин, максимальный допустимый ток которых составляет 2000 А. Таким образом шины 220кВ ПС Тынды способны выдержать увеличение нагрузки.

Ошиновка РУ ВН ПС Хорогочи и ПС Юктали выполнены сталеалюминевыми проводами марки – АС-300/39. Длительно допустимый ток данной марки провода составляет 710 А. Ошиновка РУ ВН данных ПС способна выдержать увеличение нагрузки.

Необходимо выбрать опорные и подвесные изоляторы для РУ ВН ПС Лопча, Хани и Чара.

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с

несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (43)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [13];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности [13].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (44)$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (44) следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{32} + 2 = 15,5.$$

Округляя до целого получим 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора 35 и 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;

- по допускаяемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (45)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (46)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (47)$$

где a – расстояние между фазами (для 220 кВ – 4 метра [2]);

l – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-8-220-4 УХЛ1 расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекинговостойкостью. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Длина пути утечки – 5700 мм.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Наибольший ударный ток на ПС 220 кВ Лопча, составляет 5,019 кА.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{5019^2}{4} \cdot 16 \cdot 10^{-7} = 17,452 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$17,452 \leq 4800 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 220 кВ.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Поскольку выключатели ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220, произведем проверку данных ТТ.

Для выбора ТТ необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине l соединительных проводов. Их минимальное сечение должно быть $2,5 \text{ мм}^2$ для медных и 4 мм^2 для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм^2 [6].

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 22.

Таблица 22 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 35 кВ	50-60
ОРУ 220 кВ	90-120

На линиях 220 кВ необходимо устанавливать следующее оборудование: амперметр, ваттметр, варметр и расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. В таблице приведен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5

Итого		10	9	10
-------	--	----	---	----

Для выключателей ВЭБ-220 выберем комплектацию трансформаторов тока №623-09. В данном комплекте присутствуют ТТ марок ТВГ-УЭТМ-220-0,2-1000/5 для измерения (количество на полюс – 1) и ТВГ-УЭТМ-220-5Р-1000/5 для защиты (количество на полюс –3).

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ} + R_K) \quad (48)$$

$Z_{2НОМ}$ найдем по следующей формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} \quad (49)$$

где $S_{2НОМ}$ – номинальная вторичная нагрузка, ВА;

I_2 – номинальный вторичный ток.

$$Z_{2НОМ} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,155$$

$R_{ПРИБ}$ найдем по формуле:

$$\sum R_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (50)$$

где $\sum S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\sum R_{ПРИБ} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$R_{ПРОВ}$ находится по формуле:

$$\sum R_{ПРОВ} = \rho \cdot \frac{l}{S_{ПРОВ}} \quad (51)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Так как сечение кабеля не известно и его необходимо найти, приближенное сопротивление провода определяется по формуле (48):

$$R_{\text{ПРОВ}} = Z_{2\text{НОМ}} - \Sigma R_{\text{ПРИБ}} - R_K = 1,155 - 0,4 - 0,05 = 0,705 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле (51):

$$S_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПРОВ}}} = \frac{0,0175 \cdot 90}{0,705} = 2,234,$$

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм².

$$\text{Тогда } \Sigma R_{\text{ПРОВ}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{ПРОВ}}} = 0,63$$

$$Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_K + R_{\text{ПРОВ}} = 0,4 + 0,63 + 0,05 = 1,08 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 23.

Таблица 23- Сравнение каталожных и расчетных данных для ТВГ – 220.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 750 \text{ А}$	$I_{\text{Р.МАХ}} = 698 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 5,02 / 3,72 / 3,96 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 18,267 / 8,148 / 7,441 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Также необходимо осуществить проверку действующих ТТ на первичный ток на всех ПС.

Таблица 24 – проверка ТТ

ПС	марка ТТ	Номинальный ток первичной обмотки, А	Вывод
Тында	LR-220	600-1000	не требует замены

Хорогочи	нет данных		
Лопча	нет данных		
Юктали	нет данных		
Хани	ТФЗМ-220	600-800	не требует замены
Чара	нет данных		

5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

На ПС 220 кВ Хорогочи и ПС 220 кВ Хани, в связи с тем, что ТН на этих ПС были установлены в 80-х гг. прошлого столетия.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (52)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки 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.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На ПС Хорогочи выбираем трансформатор напряжения ЗНГ – 220 кВ.

Класс точности – 0,5.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 12.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 220 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Итого				17,5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 5 + 7,5 + 5 = 17,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 13.

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ2} = 500\text{ВА}$	$S_{\Sigma} = 17,5\text{ВА}$	$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для ПС Хани выбираем трансформатор напряжения ЗНГ – 220 кВ.

Класс точности – 0,5.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 12.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 220 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Варметр	СВ3021	5	2	10
Итого				37,5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 5 + 7,5 + 5 + 10 + 10 = 37,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 13.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ2} = 500\text{ВА}$	$S_{\Sigma} = 37,5\text{ВА}$	$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.7 Выбор КРУЭ

Для установки на ПС 220 кВ Хани примем к установке КРУЭ отечественного производителя ОАО ВО "Электроаппарат" тип – ЯГГ -220. КРУЭ включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом.

Таблица 29 – технические характеристики ЯГГ-220.

Наименование параметра		Значение	Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение, кВ		220	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
Номинальный ток, А	линейной ячейки	3150	$I_{P.MAX} = 630 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{P.MAX}$
	сборных шин	4000		
Номинальный ток отключения выключателя, кА		50	$I_{ПО} = 1,87 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} \geq I_{ПО}$
Ток электродинамической стойкости, кА		125	$i_{уд} = 3,72 \text{ кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{уд}$
Ток термической стойкости, кА		50	$B_K = 3,04^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 8,148 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
Время протекания тока термической стойкости, с		3		

5.8 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС

5.8.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления

В зависимости от назначения, различают следующие виды заземлений: защитное, молниезащиты, рабочее.

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены. В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Рабочее заземление необходимо для нормальной работы электроустановок. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отвода токов молнии в землю.

Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Конструктивно заземление на подстанции выполняется в виде сетки состоящей из горизонтальных заземлителей, со стороны квадрата сетки кратной 6 м. В узлах данной сетки располагаются вертикальные заземлители. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители – прутковая сталь диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 220 кВ ПС Лопча.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (53)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (123,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (93,6 + 2 \cdot 1,5) = 12190 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 12$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2, \quad (54)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{м.п} = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (55)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{т.с} = \sqrt{\frac{2800^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 16,733 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (d + S_{ср}), \quad (56)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{ср} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (57)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{ср} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784;$$

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,477 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.п} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{т.с}; \quad (58)$$

$$F_{м.п} = 113,097 \geq F_{\min} = 48,21 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_T = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (59)$$

$$L_T = \frac{2 \cdot 12190}{6} = 4064 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (60)$$

$$m = \frac{4064}{2 \cdot \sqrt{12190}} - 1 = 17,4.$$

Принимаем: $m = 18$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,134 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (61)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12190} \cdot (18 + 1) = 4196 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (62)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{12190}}{15} = 29,44.$$

Принимаем: $n_g = 30$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (63)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_g / \sqrt{S_1}$.

$l_g / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{12190} = 0,045$, следовательно, $A = 0,4$ [2].

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{12190}} + \frac{l}{4196 + 30 \cdot 5} \right) = 0,193 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (64)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12190}}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,295;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (65)$$

$$R_u = 0,193 \cdot 2,295 = 0,442 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не выше допустимого, что соответствует

требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ.

4.8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие предметы. Благодаря этому защищаемый объект, более низкий по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если он будет полностью входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, прожекторных мачтах, на крышах зданий, а также на отдельностоящих конструкциях.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 220 кВ ПС Лопча от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода $h = 30,5$ м, тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (66)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 30,5 = 28,06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (67)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30,5 = 45,75 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (68)$$

где $h_{эф}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45 \cdot \left(1 - \frac{17}{28,06} \right) = 18,033 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (69)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (70)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-5. Расстояние между молниеотводами $L=57\text{м}$.

$$h_{cx} = 28,06 - 0,14 \cdot (57,308 - 30,5) = 24,307,$$

$$r_{cx} = 45,75 \cdot \frac{24,307 - 17,5}{24,307} = 13,753$$

Далее находятся параметры для остальных молниеотводов и по окончании расчета строится общая картина для зон защиты для указанного объекта.

Подробный расчет приведён в Приложении А.

Как видно по плану (лист графической части 5) система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория ОРУ полностью защищено от прямых ударов молнии, на

высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты.

5.8.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования РУ подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Для проверки выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-220 УХЛ1 (П – в полимерной крышке), произведенным ЗАО «Завод энергозащитных устройств» .

Таблица 30 – характеристики ОПН

Характеристики ОПН				
Класс напряжения сети, кВ	220			
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	156			
Номинальный разрядный ток	10			
Ток взрывобезопасности, кА	40			
Длина пути утечки внешней изоляции, см	790			
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой: - 250 А, кВ, не более - 500 А, кВ, не более - 1000 А, кВ, не более	350	333	375	356
	365	347	390	370
	386	367	413	392
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более - 10000 А, кВ, не более - 20000 А, кВ, не более	432	410	462	439
	457	434	490	466
	483	459	518	492
Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	100	100	100	100
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе 1/4 мкс с амплитудой номинального разрядного тока, кВ, не более	519	493	556	528
Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ	5,8	8,8	5,8	8,8
Полный грозовой импульс по ГОСТ 1516.2 с амплитудой, кВ	770			

Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети, нормируемого ГОСТ 721-77. Для напряжения 220 кВ наибольшее рабочее напряжение – 252 кВ.

Но для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

В сетях 110-500 кВ, наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН не должно быть ниже:

$$U_{НР} = \frac{252 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 152,8 \text{ кВ} \quad (71)$$

Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. Для напряжения 220 кВ данная величина составляет – 10000 или 20000 А.

Так как выбирается ОПН для установки на напряжение 220 кВ и средняя продолжительность грозовой деятельности в районе развития составляет 50 грозовых часов в год, принимаем номинальный разрядный ток равный 10 кА, что соответствует 1,2 и 3 класса по пропускной способности.

Длина пути утечки для I степени загрязнения и номинального напряжения 220 кВ – 410 см. [2]. Удельная длина пути утечки для ограничителей выбирается не менее, чем на 20% выше, чем для остального оборудования подстанции.

Для данного класса напряжения энергоемкость должна быть не ниже 5,0-5,6 кДж/кВ.

Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

6 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ НОВОЙ ВОДУШНОЙ ЛИНИИ НА УЧАСТКЕ ТЫНДА-ЧАРА

6.1. Конструкция провода

Для подвеса на проектируемую линию выбран провод марки АС-400/51.

Провода данной марки состоят из стального сердечника и алюминиевых проволок, скрученных правильной скруткой с направлением скрутки соседних повивов в противоположные стороны, при этом, наружный повив имеет правое направление скрутки [24].

Основные технические характеристики провода АС-400/51:

-максимально допустимая температура проводов при эксплуатации не должна превышать $+90^{\circ}\text{C}$;

-временное сопротивление разрыву составляет 160-195 Мпа;

-масса 1 км провода равно 1490 кг;

-температурный коэффициент электросопротивления при неизменной массе, на 1°C – 0,0403;

-сечение провода – 394 мм^2 ;

-сечение стального сердечника – $51,1\text{ мм}^2$;

-диаметр провода – 27,5 мм;

-диаметр стального сердечника – 9,2 мм.

При подвесе проводов на данном участке электрической сети необходимо учесть, что на воздушных линиях длиной более 100 км должен выполняться один полный шаг транспозиции. Данная мера необходима для ограничения несимметрии токов и напряжений. Транспозиция должна осуществляться так, чтобы суммарные длины участков ВЛ с различным чередованием фаз были примерно равны.

6.2. Выбор опор

В настоящий момент большое распространение получили стальные многогранные опоры. Многогранные опоры устанавливаются для линий электропередачи напряжением 10-500 кВ. Такие опоры могут

эксплуатироваться в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус 60°C.

В России стальные многогранные опоры производят из низколегированной стали в соответствии с рабочими чертежами российских проектных институтов. Опора представляет собой конструкцию, выполненную из стоек. Отдельные стойки имеют форму полых телескопических конусов, в поперечном сечении – правильный многогранник. Соединения в секциях стоек – телескопические или фланцевые, траверсы – многогранные, решетчатые или изолирующие провода. Обработка от коррозии производится путем горячего оцинкования или покрытия цинкосодержащим композитом.

Многогранные опоры обладают следующими достоинствами: транспортабельность, малый отвод земли, надежность, вандалоустойчивость, адаптивность, высокая скорость монтажа, в том числе за счет увеличения межопорных расстояний. В отличие от унифицированных опор возможно проектирование опор индивидуально для линии, с учётом рельефа и климата.

В районе строительства проектируемой линии предпочтительнее установка стальных многогранных опор, поскольку суммарная длина проектируемой линии более 500 км, местность необжитая, труднодоступная, со сложными природно-климатическими условиями.

При применении многогранных опор трудозатраты ниже по сравнению с другими типами опор как при выполнении земляных работ при установке фундаментов по опоры, так и при сборке и установке самих опор, это позволяет быстрее производить работы, поскольку строительство будет проходить в специфических условиях Крайнего Севера, и период активного строительства невелик. Снижение трудозатрат связано с увеличением пролетных расстояний, простоты установки, малого количества сборочных элементов.

Большим плюсом применения стальных многогранных опор для данного района является более дешевая транспортировка, в отличие от решетчатых, поскольку данный тип опор легче, также многие конструкции позволяют верхние секции размещать внутри нижних, длина телескопических секций не

превышает 12 метров. Данный тип опор легче стальных решетчатых опор, что облегчает выкладку и сбор опор.

Существует несколько способов закрепления многогранных опор в грунте:

- на сборный железобетонный фундамент;
- на монолитный фундамент;
- на винтовые сваи;
- на пробуренный котлован;
- на трубы.

В районах с вечной мерзлотой предпочтительнее способ закрепления опоры на винтовые сваи. Опора крепится к фундаменту с помощью болтов. Установка опоры на фундамент производится обычным краном, поскольку опоры данного типа компактны и имеют небольшой вес.

Примем к установке стальные многогранные опоры разработанные ОАО «НТЦ электроэнергетики» и имеющие следующую маркировку промежуточные опоры – ПМ220-1, угловая анкерная опора – УМ220-1, анкерная опора – АМ220-1.

ОАО «НТЦ электроэнергетики» разработаны стальные многогранные одноцепные опоры ПМ220-1, ПМ220-3, ПМ220-5 изготавливаются по типовому проекту шифр 26.0069; УМ220-1, УМ220-3, КМ220-1, АМ220-1 - по типовому проекту шифр 27.0003 [3].

На опорах указанных проектов предусмотрена подвеска сталеалюминевых проводов АС 300/39, АС 400/51 и грозозащитного троса ТК11. Опоры рассчитаны на применение подвесных стеклянных изоляторов ПС300В для провода и ПС160Д для грозотроса [3].

6.3. Выбор и проверка изоляции ВЛ

Для крепления провода воздушной линии электропередачи к опоре применим изоляторы марки ПС300В.

Основные параметры выбранной марки изолятора:

- длина пути утечки изолятора составляет 385 мм;

- механическая разрушающая сила – 300 кН;
- диаметр тарелки – 320 мм;
- строительная высота – 195 мм.

Выбор изоляции производится по удельной эффективной пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы.

Для ВЛ номинального напряжения 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (43) следует прибавить еще 2 изолятора.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{38,5} + 2 = 13,8.$$

Округляя до целого значения, получим 14 изоляторов в гирлянде.

Для крепления грозотроса выберем изолятор марки – ПС160Д. Согласно [12] количество изоляторов в поддерживающем тросовом креплении должно быть не менее двух и определяться условиями обеспечения требуемой надежности каналов высокочастотной связи. Количество изоляторов в натяжном тросовом креплении следует принимать удвоенным по сравнению с количеством изоляторов в поддерживающем тросовом креплении.

Для минимизации последствий жизнедеятельности птиц возможно применение защитных колпаков на поддерживающих гирляндах изоляторов.

6.4. Выбор линейной арматуры

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура.

Основные виды линейной арматуры необходимые для проектируемой воздушной линии:

- зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов;

-цепная арматура, служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;

-соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;

-гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли [5].

Согласно [12] на ВЛ 110 кВ и выше в условиях труднодоступной местности рекомендуется применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов с отдельным креплением к опоре.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [12].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежности рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах [12].

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос [12].

Поскольку проектируемая ВЛ неоднократно будет пересекать водные преграды, необходима защита от вибрации. На сталеалюминевых проводах столь большого сечения применяют гасители вибрации обычного типа [12].

Применение распорок и защитной арматуры для линии данного класса напряжения не требуется.

6.5. Заземление ВЛ

Согласно [12] воздушные линии 110-500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии

грозотросами по всей длине. В свою очередь воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ [12].

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском [12].

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [12].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

Сечение каждого из заземляющих спусков на опоре ВЛ должно быть не менее 35 мм^2 , а для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм. Допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм. Сопротивление заземляющего устройства воздушной линии должно быть не более 30 Ом.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому

электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями [12].

Присоединение заземляющих проводников (спусков) к заземлителю в земле также должно выполняться сваркой или иметь болтовые соединения [12].

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при развитии электрической сети

Согласно [12] на линии 220 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание [12].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [12].

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [12]. ¶

Для организации защиты проектируемой линии необходима установка комплектов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

7.2 Релейная защита новой ВЛ

Для защиты новой линии выберем оборудование отечественного производителя ООО Проектный центр «ЭКРА».

Примем к установке шкаф дистанционной и токовой защит линии ШЭ 2607 021, выполненного на базе микропроцессорного терминала БЭ2704. Функции основной защиты линии выполняют ДЗ и ТЗНП, в качестве резервной защиты – МТЗ, также данный шкаф включает устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ) [9].

Дистанционной защитой определяется сопротивление или расстояние (дистанция) до места КЗ, в зависимости от чего она срабатывает с меньшей или большей выдержкой времени.

1-ая ступень ДЗ действует без выдержки времени и охватывает зону линии, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединённых на всех ее ответвлениях, а также условием отстройки от КЗ на шинах ПС противоположного конца линии [19].

Уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ и КЗ на землю линий выбирается по условию:

-отстройка от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях линии;

-отстройка от КЗ на шинах ПС противоположного конца [19].

В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

Уставка рассчитывается по следующей формуле:

$$(R + jX) \leq K_{отс} \cdot \left| Z1_{расч.экв} \right| \quad (72)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки от КЗ в конце зоны ограничения чувствительности первой ступени защиты.

$\left| Z1_{расч.экв} \right|$ – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты, определяемое из условий выше [19].

Пересчет уставок из первичных величин во вторичные величины осуществляется согласно выражению:

$$Z_{втор} = \frac{k_{ТТ}}{k_{ТН}} \cdot Z_{перв} \quad (73)$$

где $k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ;

$k_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$Z_{перв}$ – уставка в первичных величинах.

2-ая ступень ДЗ действует с выдержкой времени и охватывает зону, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях, а также условием согласования с 1-й ступенью защиты. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям [19].

-3-ая ступень ДЗ действует с выдержкой времени и охватывает зону, определяемую условиями резервирования при КЗ в конце линии предыдущего участка сети, и при КЗ на сторона НН и СН трансформаторов, присоединенных к шинам ПС противоположного конца линии, у согласованием со 2-ой ступенью защиты. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям [19].

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

Отстройка данной защиты для ШЭ 2607 021 производится от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых ПС [19].

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$I_O = \frac{k_{омс} \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{кз}^{(3)}}{k_{ТТ}} \quad (74)$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,25;

$k_{пер}$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ, равен $1 \div 2$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, равен 0,5;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Проверка чувствительности производится согласно выражению:

$$K_{ч} = \frac{3I_{0расч}}{k_{ТТ} \cdot I_0} \quad (75)$$

где $3I_{0расч}$ – ток, проходящий через защиту при однофазном и двухфазном замыкании на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме.

Подробный расчет приведен в Приложении Б.

Максимальная токовая защита отстраивается от максимального рабочего тока. Она полностью защищает линию, но не является быстродействующей, в отличие от дистанционной защиты. МТЗ в данном случае является резервной.

Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.МАХ} \cdot \quad (76)$$

где $K_{НАД}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата устройства, $K_B = 0,85$;

$K_{САМ.З}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 1$;

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{СЗ.МТЗ}} \quad (77)$$

Таблица 31 – результаты расчета МТЗ

ПС	$I_{P.МАХ}, А$	$I_{СЗ}, А$	$K_{ч.МТЗ}$
Тында	644	909	5,6
Лопча	630	889	2,7
Хани	608	858	1,9
Чара	608	858	1,8

Полученные значения коэффициентов чувствительности больше 1,2, следовательно, можем принять данную защиту к установке.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии:

$$t_{\text{сз.МТЗ}} = t_{\text{л.наиб}} + \Delta t, \quad (78)$$

Подробный расчет представлен в Приложении Б.

6.1. Автоматика на ВЛ

Для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты [12], предусматривается установка на ВЛ устройства АПВ.

В электроустановках 110-500 кВ должны предусматриваться УРОВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях. Каждый комплект ШЭ 2607 021 содержит УРОВ.

Для сохранения работоспособности энергетической системы и потребителей первой категории электроснабжения в случае резкого снижения количества активной мощности в сети, устанавливаем АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Защитное действие АЧР заключается в отключении определенной части потребителей электрической энергии от питающей сети.

Для сохранения динамической устойчивости и обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах, необходимо применение АПНУ (автоматическое предотвращение нарушений устойчивости).

8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

8.1. Выбор эквивалента сети для расчета

Поскольку планируется увеличение передаваемой мощности в Забайкальский край, необходимо оценить, как данное воздействие повлияет на часть Амурской энергосистемы.

Необходимо проверить загруженность линий, от ПС 220 кВ Тында до ближайших электрических станций, таких как Нерюнгринской ГРЭС и Зейской ГЭС, по которым будет передаваться проектная мощность ВПК на Хани. Оценить уровни напряжения на проходных ПС.

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Амурской энергосистемы, включающий в себя ПС Тында, ПС Хорогочи, ПС Лопча, ПС Юктали, ПС Хани, ПС Сковородино, ПС Ульручы/т, ПС Гонжа/т, ПС Магдагачи, ПС Дипкун, ПС Тутаул, ПС Призейская, Зейскую ГЭС и Нерюнгринскую ГРЭС.

8.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [10].

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;

- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [10].

8.3. Подготовка исходных данных

Для расчета в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры новой линии. Формулы для расчета представлены в п. 2.2.

Поскольку целью данной работы не является подробное изучение устройства ВПТ на Хани, для анализа влияния проектной мощности АПК на Хани на рассматриваемую часть системы, установим на данной ПС два трансформатора, мощностью по 160 МВА и необходимой мощностью нагрузим

НН трансформаторов. Поскольку связь двух энергосистем будет происходить с помощью двух устройств СТАТКОМ на напряжении 35 кВ.

ВПТ на Хани выполнена на основе преобразователей напряжения СТАТКОМ с мощными тиристорными вентилями. Это позволяет передавать активную мощность в двух направлениях, а также регулировать реактивную мощность без применения дополнительных источников реактивной мощности [23].

Вставка постоянного тока на основе СТАТКОМ (ВПТН). Данная вставка применяется для несинхронного объединения энергосистем, в том числе и по «слабым» межсистемным связям. Обеспечивает регулирование как активной, так и реактивной мощности в широком диапазоне [23].

8.4. Расчет максимального режима и его анализ

Максимальный режим рассчитывается на основе прогноза на 2022 год зимнего максимума нагрузки. Для АПК на Хани примем проектную мощность 200 МВт. СТАТКОМ в данном режиме вырабатывает реактивную мощность, равную 33,4 МВар.

Подробный расчет минимального режима представлен в Приложении А.

Таблица 32 – Расчетные значения напряжений

Номер	Название	U_ном	V
1	Нерюнгринская ГРЭС	220	241
2	ПС Тында ВН	220	231,17
3	ПС Тында о.т.	220	227,68
4	ПС Тында СН	110	112,58
5	ПС Тында НН	35	35,85
6	ПС Хорогочи ВН	220	228,11
7	ПС Хорогочи о.т.	220	227,59
8	ПС Хорогочи СН	35	37,66
9	ПС Хорогочи НН	10	10,72
10	ПС Лопча ВН	220	224,45
11	ПС Лопча о.т.	220	223,27
12	ПС Лопча СН	35	37,16

13	ПС Лопча НН	10	10,52
14	ПС Юктали ВН	220	217,19
15	ПС Юктали о.т.	220	214,5
16	ПС Юктали СН	35	36,93
17	ПС Юктали НН	10	10,34
18	ПС Олёкма	220	213,12
19	ПС Хани ВН	220	211,52
20	ПС Хани о.т.	220	209,69
21	ПС Хани СН	35	35,31
22	ПС Хани НН	10	10,09
23	ПС Чара	220	213,4
24	Зейская ГЭС (база)	220	238,9

Напряжения СН и НН трансформаторов и АТ не выходят за предел в 10%, установленный ГОСТ 32144-2013. Напряжение 220 кВ не больше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования. Все УШР и ШР отключены.

Таблица 33 – токовая загрузка линий

Название	Инач.	Икон.	Идоп.	И/ Идоп.
Нерюнгринская ГРЭС – Тында I	419	414	710	59,1
Нерюнгринская ГРЭС – Тында II	419	414	710	59,1
Тында – Хорогочи	296	294	710	41,7
Хорогочи – Лопча	290	289	710	41,3
Лопча – Юктали	294	293	710	41,4
Юктали – Хани	280	265	710	39,4
Тында – Лопча	300	300	825	42,3
Лопча – Хани	290	292	825	41,1

В режиме наименьших нагрузок перегруженных сечений нет.

Таблица 34 – Потери активной мощности на участке Тында – Хани.

	Рн, МВт	ΔР, МВт	Δ, %	dPнаг, МВт	Р пост, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Рхх, МВт	Р кор., МВт
зима	251	24,01	9,3	20,54	3,47	20,06	0,48	0,71	2,76

Потери активной мощности не выходят за допустимый предел 10%.

Большую часть потерь 85 % составляют нагрузочные потери в линии, поскольку суммарная длина линии более 500 км. Постоянные потери, такие как потери на коронный разряд и ХХ в трансформаторах будут равны значениям представленным в таблице, вне зависимости от величины перетока мощности между энергосистемами.

8.5. Расчет минимального режима и его анализ

Режим минимальных нагрузок рассчитывается на основе прогноза на 2022 год летнего максимума нагрузки. Для АПК на Хани примем коэффициент летнего снижения 0,75, тогда суммарная мощность двух трансформаторов будет составлять 150 МВт.

Подробный расчет минимального режима представлен в приложении X.

Для регулирования напряжение в режиме минимальных нагрузок, компенсация реактивной мощности, помимо АПК на Хани, необходима на ПС 220 кВ Тында. Устройство УШР установленное на ВН и двух ШР установленных на НН АТ достаточно для регулирования напряжения. СТАТКОМ в данном режиме вырабатывает 14,2 МВар.

Таблица 35 – Расчетные значения напряжений

Номер	Название	U_ном	V
1	Нерюнгринская ГРЭС	220	241
2	ПС Тында ВН	220	222,2
3	ПС Тында о.т.	220	209,82
4	ПС Тында СН	110	110,35
5	ПС Тында НН	35	34,20
6	ПС Хорогочи ВН	220	222,07
7	ПС Хорогочи о.т.	220	221,74
8	ПС Хорогочи СН	35	35,03
9	ПС Хорогочи НН	10	10,54
10	ПС Лопча ВН	220	221,21
11	ПС Лопча о.т.	220	220,83
12	ПС Лопча СН	35	35,25

13	ПС Лопча НН	10	10,6
14	ПС Юктали ВН	220	217,48
15	ПС Юктали о.т.	220	216,58
16	ПС Юктали СН	35	36,23
17	ПС Юктали НН	10	10,36
18	ПС Олёкма	220	214,31
19	ПС Хани ВН	220	212,59
20	ПС Хани о.т.	220	211,94
21	ПС Хани СН	35	33,80
22	ПС Хани НН	10	10,17
23	ПС Чара	220	214,48
24	Зейская ГЭС (база)	220	238,9

Напряжения СН и НН трансформаторов и АТ не выходят за предел в 10%, установленный ГОСТ 32144-2013. Напряжение 220 кВ не больше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования.

Таблица 36 – токовая загрузка линий

Название	Инач.	Икон.	Идоп.	I/ Идоп.
Нерюнгринская ГРЭС – Тында I	305	318	710	44,8
Нерюнгринская ГРЭС – Тында II	305	318	710	44,8
Тында – Хорогочи	231	225	710	32,6
Хорогочи – Лопча	223	217	710	31,3
Лопча – Юктали	221	217	710	31,1
Юктали – Хани	210	200	710	28,2
Тында – Лопча	235	226	825	28,4
Лопча – Хани	219	219	825	26,6

В режиме наименьших нагрузок перегруженных сечений нет.

Таблица 37 – Потери активной мощности на участке Тында – Хани.

	Рн, МВт	ΔР, МВт	Δ, %	dPнаг, МВт	Р пост, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Рхх, МВт	Р кор., МВт
лето	176	15,11	8,6	11,71	3,4	11,43	0,27	0,71	2,69

Потери активной мощности не выходят за допустимый предел 10%. В данном режиме преобладают нагрузочные потери, которые составляют 77,5 % от всех потерь. 18 % от всех потерь – потери на коронный разряд. Потери ХХ в трансформаторах составляют 5 % суммы потерь.

Графическая схема режима представлена на листе 6 графической части.

Проведем проверку новой сети без учета мощности ВПТ, а только со спрогнозированными нагрузками.

Режим минимальных нагрузок без мощности АПК на Хани.

Поскольку нагрузка в этом случае мала, генерируется большое количество зарядной мощности, что в свою очередь приводит к повышению напряжения во всех узлах электрической сети.

Устройств компенсации реактивной мощности установленных на участке Тында-Чара в данный момент достаточно, чтобы отрегулировать напряжение до необходимых значений. Также для регулирования напряжения на СН и НН используются устройства РПН и ПБВ.

В таблице X представлены значения напряжений в узлах сети.

Таблица 36 – значения напряжения.

Номер	Название	U_ном	V
1	НГРЭС	220	241
2	ПС Тында ВН	220	233,81
3	ПС Тында о.т.	220	221,01
4	ПС Тында СН	110	116,24
5	ПС Тында НН	35	36,03
6	ПС Хорогочи ВН	220	235,54
7	ПС Хорогочи о.т.	220	209,8
8	ПС Хорогочи СН	35	35,48
9	ПС Хорогочи НН	10	10,03
10	ПС Лопча ВН	220	239,34
11	ПС Лопча о.т.	220	197,49
12	ПС Лопча СН	35	35,47
13	ПС Лопча НН	10	9,48

14	ПС Юктали ВН	220	242,6
15	ПС Юктали о.т.	220	207,05
16	ПС Юктали СН	35	35,28
17	ПС Юктали НН	10	9,94
18	ПС Олёкма	220	246,93
19	ПС Хани ВН	220	249,15
20	ПС Хани о.т.	220	229,33
21	ПС Хани СН	35	36,59
22	ПС Хани НН	10	9,27
23	ПС Чара	220	251,36
24	Зейская ГЭС (база)	220	238,9

Таблица 37 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	Инач.	Икон.	Идоп.	И/ Идоп.
Тында – Хорогочи	53	30	710	7,5
Хорогочи – Лопча	81	51	710	11,4
Лопча – Юктали	63	18	710	8,8
Юктали – Хани	87	50	710	12,3
Тында – Лопча	83	30	825	11,7
Лопча – Хани	103	12	825	14,6

Перегруженных линий на данном участке нет.

8.5. Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

Для моделирования послеаварийного режима необходимо отключить самую загруженную линию. Поскольку самой загруженной линией на участке Тында-Чара является участок новой линии Тында-Лопча, произведем отключение данной линии. Отключение линии привело к снижению напряжения, но в допустимых пределах. Токовая загрузка на участках действующей линии Тында-Хорогочи-Лопча увеличилась до 92 %.

Таблица 38 – токовая загрузка линий

Название	Инач.	Икон.	Идоп.	И/ Идоп.
Тында – Хорогочи	653	654	710	92,1
Хорогочи – Лопча	649	647	710	91,4
Лопча – Юктали	322	313	710	45,4
Юктали – Хани	301	294	710	42,4
Тында – Лопча	откл.			
Лопча – Хани	320	304	825	45

Также рассмотрим послеаварийный режим в случае повреждение головного участка действующей сети Тында-Хорогочи.

Таблица 39 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	Инач.	Икон.	Идоп.	И/ Идоп.
Тында – Хорогочи	откл.			
Хорогочи – Лопча	5	27	710	3,8
Лопча – Юктали	311	305	710	43,8
Юктали – Хани	292	274	710	41,1
Тында – Лопча	633	632	825	89,1
Лопча – Хани	308	298	825	43,3

Вывод: При отключении головных участков действующей или спроектированной линии возможна дальнейшая передача полной мощности.

Далее рассмотрим способность сечения воздушной линии Нерюнгринская ГРЭС – ПС 220 кВ Тында. Для этого отключим одну из линии.

Таблица 40 – токовая загрузка линий

Название	Инач.	Икон.	Идоп.	И/ Идоп.
Нерюнгринская ГРЭС – Тында I	857	856	710	120,8
Нерюнгринская ГРЭС – Тында II	откл.			
Тында – Хорогочи	323	319	710	45,5
Хорогочи – Лопча	315	311	710	44,4
Лопча – Юктали	316	308	710	44,4
Юктали – Хани	295	277	710	39,7

Тында – Лопча	328	323	825	46,2
Лопча – Хани	313	300	825	44,1
Тында-Дипкун	67	113	710	15,9
Дипкун-Тутаул	53	69	710	9,7
Тутаул-Призейская	69	100	710	14,1
Призейская-Зейская ГЭС	44	75	710	10,6

Поскольку при отключении одной из воздушных линии Нерюнгринская ГРЭС – ПС Тында оставшейся в работе линии проходит недопустимый ток. Возможно увеличение перетока мощности от Зейской ГЭС поскольку на участке электрической сети Зейская ГЭС – Тында, проходящий через ПС Дипкун, Тутаул и Призейская, линии малонагруженные.

8.6. Управление потоками реактивной мощности и регулирование напряжения в сети

Расчет нормальных и послеаварийных режимов показал, что электрическая сеть на участке Тында – Чара в достаточной мере оснащена устройствами компенсации реактивной мощности. В режиме максимальных нагрузок сети достаточно устройства СТАТКОМ. В режиме минимальных нагрузок без мощности ВПТ, необходимо включение всех ШР на промежуточных ПС, ШР и УШР на ПС Тында. В режиме наименьших нагрузок с проектной нагрузкой АПК достаточно использовать устройства КРМ только на ПС Тында.

Статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ) – позволяет поддерживать требуемый уровень и качество напряжения, повысить пропускную способность линий электропередачи [23].

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В настоящее время большое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды от воздействия вредных последствий производственной деятельности человека.

При строительстве объекта необходимо руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, законодательством по охране окружающей среды.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости [12].

Воздушная линия электропередачи оказывает негативное воздействие на окружающую среду. К основным отрицательным воздействиям относят:

- Влияние электромагнитных полей на живые организмы;
- Изъятие земель в постоянное пользование;
- Вырубка леса;
- Гибель птиц;
- Нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- Загрязнение поверхностных и грунтовых вод во время строительства;
- Акустический шум;
- Создание радио- и телепомех.

ПС оказывает следующие негативные воздействия на окружающую среду

- Возможна утечка элегаза;
- Загрязнение почв и вод трансформаторным маслом и другими продуктами нефтепереработки;
- Акустический шум;
- Влияние электромагнитных полей на человека;
- Изъятие земель под ПС.

Для минимизации вышеперечисленных воздействий применяются определенные меры.

Для улучшения экологической обстановки вблизи воздушных линий применяются стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины [21].

Для предотвращения гибели птиц в районах прохождения воздушных линий электропередачи следует устанавливать противоптичьих заградители на траверсах и тросостойках опор в местах массового расселения крупных птиц и на путях их миграции [21].

При проектировании новых ВЛ должны предусматриваться меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц [21].

В районах Крайнего Севера в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ [21].

При прохождении воздушной линии по участкам с вечномерзлым грунтом при рубке просек не следует производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновой слой [21].

Поскольку на ПС «Хани» планируется установка комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией, необходимо учесть его влияние на окружающую среду и человека. Элегаз – бесцветный, нетоксичный, негорючий газ, при нормальных условиях в 6 раз тяжелее воздуха.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации помещения с ячейками комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) должны быть оборудованы устройствами, сигнализирующими о недопустимой концентрации элегаза и включающими приточно-вытяжную вентиляцию. Также в здании КРУЭ должен соблюдаться температурный режим, приняты необходимые меры для предотвращения загрязнения оборудования пылью, грязью, металлическими частицами.

Поскольку элегаз относят к крайне опасным парниковым газам,

необходимо принимать меры по сокращению эмиссии элегаза в атмосферу. При использовании элегазового оборудования огромное внимание уделяется уплотнениям разъемных частей аппаратов и производится постоянный контроль давления элегаза, утечка в год которого не должна превышать 0,5 %.

Для предотвращения растекания трансформаторного масла по территории подстанции в случае утечки, под маслonaполненным оборудованием обязательно установлен маслоприемник.

Электрические аппараты отрицательно воздействуют не только на природу, но и на самого человека.

Различают следующие виды воздействия электрического поля на человека:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект от этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие электрических разрядов, возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками, - тока стекания.

- электрическое поле может стать причиной воспламенения или взрыва паров горючих материалов и смесей в результате возникновения электрических разрядов при соприкосновении предметов и людей с машинами и механизмами.

Для персонала подстанций и линии установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле при напряженностях на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли):

- 5 кВ/м — время пребывания неограниченно,
- 10 кВ/м — 180 мин,
- 15 кВ/м — 90 мин,
- 20 кВ/м — 10 мин,
- 25 кВ/м — 5 мин.

Выполнение этих условия обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля определяются СанПиН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты».

Согласно СанПиН 2971-84 в качестве предельно допустимых уровней приняты следующие значения напряженности электрического поля:

- внутри жилых зданий - 0,5 кВ/м;
- на территории зоны жилой застройки - 1 кВ/м;
- в населенной местности, вне зоны жилой застройки (земли городов в пределах городской черты в границах их перспективного развития на 10 лет, пригородные и зеленые зоны; курорты, земли поселков городского типа, в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов, в пределах черты этих пунктов), а также на территории огородов и садов - 5 кВ/м;
- на участках пересечения ВЛ с автомобильными дорогами I - IV категории - 10 кВ/м;
- в населенной местности (незастроенные местности, хотя бы и часто посещаемые людьми, доступные для транспорта, и сельскохозяйственные угодья) - 15 кВ/м;
- в труднодоступной местности (недоступной для транспорта и сельскохозяйственных машин) и на участках, специально выгороженных для исключения доступа населения, - 20 кВ/м.

Поскольку проектируемая воздушная линия номинальным напряжением 220 кВ удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, то защита населения от воздействия электрического поля не требуется.

При проектировании и строительстве воздушной линии электропередачи должно обеспечиваться выполнение норм по параметрам электрических и магнитных полей, электромагнитных помех и шума, предъявляемых ГОСТ, СНиП, СанПиН.

Охранная зона линий электропередач – это зона, расположенная по обе стороны ЛЭП, в виде участка земли, водного пространства, включающая в себя также воздушное пространство над данным участком. Величина охранной зоны зависит от места прокладки линии электропередач (вдоль суши, через водоем), ее конструктивного исполнения, назначения, класса напряжения линии.

Охранная зона для ВЛ 220 кВ составляет 25 м, данное расстояние регламентировано Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 года №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

Для воздушных высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) устанавливаются санитарно-защитные зоны по обе стороны от проекции на землю крайних проводов. Эти зоны определяют минимальные расстояния до ближайших жилых, производственных и непроизводственных зданий и сооружений.

Одним из важных аспектов при проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей является соблюдение техники безопасности.

Несоблюдение техники безопасности может принести серьезный вред здоровью, повлечь за собой потерю возможности продолжения профессиональной деятельности человека, привести к смерти.

Обеспечение безопасных условий и охраны труда возлагается на работодателя. Работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда,

минимизировать риски возникновения производственных травм и профессиональных заболеваний. Каждый работник должен быть ознакомлен с правилами техники безопасности и безукоризненно соблюдать их. Персонал, который обслуживает электроустановки периодически проходит проверку знаний нормативных документов по охране труда. Осознанность и ответственность персонала важный аспект реализация техники безопасности на рабочем месте.

Основной нормативный документ, для персонала обслуживающий электроустановки – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Все нормативные документы, директивы и инструкции составляются в соответствии с данным документом.

Работы на опорах ВЛ являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам: работа связана с подъемом на опоры на большую высоту; рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день; электромонтажники-линейщики рассредоточиваются по рабочим местам вдоль ВЛ, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда; работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях ВЛ; работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор.

Поскольку новая линия будет проходить параллельно действующей линии необходимо соблюдать нормируемые расстояния от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, а также контролировать их заземление и иные правила техники безопасности.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [11].

Пожарная безопасность

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности

людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Источниками пожара на ПС может быть: электрические аппараты, такие как масляные выключатели, ТТ, силовые трансформаторы, трансформаторы напряжения; работы при которых могут возникнуть искры (сварка, резка); поджог, курение; удар молнии; терроризм и т.д.

Поскольку на ПС существует риск возникновения пожара, необходимо организовать комплекс мер противопожарной защиты, который включает в себя:

- Меры по обеспечению безопасной жизнедеятельности, которые включают в себя следующие мероприятия – организация аварийного освещения, пожарной сигнализации, наличие освещенных знаков выхода, наличие противопожарных стен между этажами зданиями и помещениями с высокой пожароопасностью для предотвращения распространения огня.

- Пассивная противопожарная защита – методы для контроля над распространением огня и минимизации последствий пожара. Такая защита удерживает огонь на ограниченной территории на протяжении определенного периода времени. Элементы пассивной защиты это огнезащитные системы, противопожарные преграды, использование негорючих и недымящихся строительных материалов, наличие щебня вокруг масляного оборудования.

- Активная противопожарная защита – непосредственно тушение пожара. В настоящее время все трансформаторы и реакторы оснащаются установками автоматического пожаротушения. Также к месту пожара должны прибыть пожарные бригады. При тушении воздушно-пенным способом пеногенераторы, пожарный ствол и насосы пожарного автомобиля обязательно заземляют. Вся пожарная бригада оснащается диэлектрическими перчатками и ботами или сапогами, это относится и к водителям пожарных машин.

Тушение электроустановок можно производить только распыленной струей с насадками НРТ-5 с расстояния не менее 5 м. Компактная струя в виду

её малого сопротивления и хорошей проводимости не подходит для тушения установок под напряжением.

Порошковыми огнетушителями запрещается (без проведения предварительных испытаний по ГОСТ Р 51057 или ГОСТ Р 51017) тушить электрооборудование, находящееся под напряжением выше 1000 В.

Углекислотные огнетушители запрещается применять для тушения пожаров электрооборудования, находящегося под напряжением выше 10 кВ.

4.1.10. Углекислотные огнетушители с содержанием паров воды в диоксиде углерода более 0,006% масс. и с длиной струи ОТВ менее 3 м запрещается применять для тушения электрооборудования, находящегося под напряжением выше 1000 В.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители, расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение

которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

При производстве таких работ как сварка или резка металла, можно осуществить тушение небольшого пожара с помощью асбестового полотна, войлока, кошмы, путем набрасывания полотна на горящую поверхность.

Для тушения загораний и небольших очагов пожаров горючих жидкостей следует использовать песок. Песок должен быть постоянно сухим, без комков и посторонних примесей. Песок должен храниться в металлических ящиках, укомплектованных совковой лопатой или большим совком.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Развитие электрической сети 220 кВ на участке Тында-Чара» были решены основные задачи необходимые для развития электрической сети.

Был выбран оптимальный вариант конфигурации и схемы РУ для реконструируемых ПС. Выбранные схемы РУ ВН проходных ПС позволяют надёжно и бесперебойно осуществлять транзит.

Всё принятое к замене оборудование соответствует климато-географическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах. С целью обеспечения безопасности на подстанции было рассчитано и спроектировано защитное заземление. Для защиты оборудования был произведен расчет молниезащиты подстанции.

Выбранное конструктивное решение новой воздушной линии соответствует климатическим условиям, а также другим особенностям данного региона, таким как труднодоступность, сложный рельеф, необжитая местность.

Выбраны устройства релейной защиты и автоматики для защиты линий и рассчитаны соответствующие основные и резервные защиты линии.

На основании спрогнозированных нагрузок и проектной мощности АПК на Хани были выполнены расчеты режимов, которые показали, что сеть в достаточной мере снабжена устройствами КРМ, выбранное сечение и оборудование способно выдержать послеаварийные режимы. Оснащённость данного участка сети устройствами КРМ позволяет в нормальных и послеаварийных режимах поддерживать требуемые уровни напряжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2016).
- 2 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.
- 3 Группа компаний Омеур [Электронный ресурс]. URL: <http://omeur.ru/mnogogrannie-opori.html> (дата обращения: 03.06.2016).
- 17 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.
- 4 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248с
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 6 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
- 7 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.
- 8 Нерюнгринская ГРЭС » [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosteplo.ru/> (дата обращения: 20.05.2016).
- 9 ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ekra.ru/> (дата обращения: 03.06.2016).
- 10 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). (дата обращения: 5.06.2016).

- 11 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
- 13 РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 14 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.
- 15 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.
- 16 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
- 17 РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 15.05.2016).
- 18 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 19 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.200-2015
- 20 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 21 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.037-2010.
- 22 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М. : Энергия, 2009. – 188 с.
- 23 ФСК [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 14.06.2016).
- 24 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 10.06.2016).