

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 электрических сетей напряжением 220 кВ Амурской области
в связи с вводом подстанции Куруктачи

Исполнитель

студент группы 242-об2

подпись, дата

Ю.Н. Токарская

Руководитель

профессор, доктор
технических наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы:

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента _____ факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника _____

7. Актуальность и новизна работы _____

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

Рецензент _____

должность, Ф.И.О., подпись

« _____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: _____

подпись заверяющего лица

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента _____
факультета _____

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 141 с., 11 рисунков, 43 таблицы, 17 источников, 6 приложений, 119 формул

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЖИМ, СЕЧЕНИЕ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ

Рассмотрены возможные варианты подключения подстанции Куруктачи. Проведен технический анализ возможных вариантов присоединения подстанции. Выбран наиболее оптимальный вариант электроснабжения. Произведен расчет токов короткого замыкания. Спроектирована подстанция и выбрано основное оборудование. Рассчитана молниезащита и заземление подстанции Куруктачи. Произведен механический расчет воздушной линии 220 кВ – отпайка на ПС Куруктачи. Рассчитан установившийся режим с учетом вновь вводимой линии и подстанции. Произведен расчет релейной защиты трансформатора ТДТН-25000/220. Рассмотрена безопасность и экологичность проектируемых объектов.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	12
Введение	13
1 Анализ состояния электрических сетей в районе размещения подстанции Куруктачи Амурской области	14
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Бурейского района Амурской области	14
1.2 Характеристика источников питания	16
1.3 Характеристика электрических сетей в районе размещения подстанции «Куруктачи»	16
1.4 Анализ существующих режимов	23
1.4.1 Анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов	23
1.4.2 Анализ отклонений напряжения в сети	28
1.4.3 Анализ потоков активной и реактивной мощности	31
2 Разработка вариантов включения подстанции Куруктачи в электрическую сеть Бурейского энергорайона	34
2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Бурейского района на период 2020г	34
2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	35
2.2.1 Определение вероятностных характеристик нагрузки узлов	35
2.2.2 Прогнозирование электрических нагрузок	39
2.3 Разработка технически выгодного варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Куруктачи	40
2.3.1 Выбор номинального напряжения	46
2.3.2 Компенсация реактивной мощности	47
2.3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	49
2.3.4 Выбор сечения линий электропередачи	51
3 Проектирование подстанции Куруктачи 220/35/6 кВ	54

3.1	Расчет токов короткого замыкания	54
3.2	Разработка подробной однолинейной схемы подстанции	60
3.3	Конструктивное исполнение подстанции Куруктачи	61
3.4	Выбор проверка выключателей	62
3.4.1	Определение тока КЗ в заданный момент времени	64
3.5	Выбор комплектного распределительного устройства	72
3.6	Выбор и проверка разъединителей	73
3.7	Выбор и проверка ошиновки	74
3.8	Выбор и проверка трансформаторов тока	78
3.9	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	82
3.10	Выбор и проверка ТСН	84
3.11	Выбор и проверка ОПН	85
3.12	Разработка заземления и молниезащиты подстанции Куруктачи	87
3.12.1	Конструктивное исполнение заземления ПС Куруктачи и определение его стационарного и импульсного сопротивления	87
3.12.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	91
3.13	Реконструкция ВЛ при включении ПС Куруктачи	93
4	Конструктивное исполнение ВЛ 220 кВ, питающей подстанцию Куруктачи	94
4.1	Расчет удельных механических нагрузок	94
4.2	Определение значений габаритного, ветрового и весового пролетов линии электропередачи	96
4.3	Определение критических пролетов воздушной линии	98
4.3.1	Систематический расчет провода	99
4.4	Выбор типов изоляторов и линейной арматуры	100

4.5	Выбор типов опор	103
4.6	Заземление ВЛ	103
5	Релейная защита и автоматика	105
5.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики	105
5.2	Релейная защита силового трансформатора на ПС Куруктачи	107
5.2.1	Расчет уставок защит RET 670 трансформатора	107
5.2.2	Дифференциальная токовая защита трансформатора	110
5.2.3	Дифференциальная токовая отсечка	112
5.2.4	Токовая защита нулевой последовательности	113
5.2.5	Максимальная токовая защита трансформатора	114
5.2.6	Защита от перегрузки	117
5.2.7	Газовая защита трансформатора	118
5.3	Автоматика на ПС Куруктачи	118
6	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети Бурейского района	120
6.1	Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	120
6.2	Подготовка исходных данных для расчета режима	121
6.3	Расчет и анализ максимального и минимального режимов	122
6.4	Расчет и анализ послеаварийных режимов	129
7	Безопасность и экологичность проекта	131
7.1	Безопасность проекта	131
7.2	Экологичность проекта	134
	Заключение	138
	Библиографический список	140
	Приложение А. Расчет токов короткого замыкания	

Приложение Б. Выбор жесткой ошиновки на 10 кВ

Приложение В. Механический расчет ВЛ 220 кВ

Приложение Г. Расчет нормальных режимов в ПВК RastrWin3

Приложение Д. Расчет послеаварийных режимов в ПВК RastrWin3

Приложение Е. Заземление и молниезащита подстанции

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ТНРС – точка нормального размыкания сети;

ВЛ – воздушная линия;

АТ – автотрансформатор;

Т – трансформатор;

РЭН – расчет электрических нагрузок;

ГЭН – график электрических нагрузок;

СТ – силовой трансформатор;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КУ – компенсирующее устройство;

КЗ – короткое замыкание;

ОПН – нелинейный ограничитель перенапряжений;

АПВ – автоматически повторное включение;

МТЗ – максимальная токовая защита;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ИО – избирательный орган.

ВВЕДЕНИЕ

В Бурейском районе Амурской области в поселке Талакан вводится в эксплуатацию подстанция 220/35/6 Куруктачи. Часть нагрузки будет переведена с существующей подстанции Талакан на подстанцию Куруктачи. Общая мощность переводимой нагрузки составляет около 40 МВт. Подстанция будет питать: электростанцию, комплексные очистные сооружения, базу флота и постоянный поселок Талакан.

Переводимая нагрузка относится к потребителям первой и второй категориям по надежности электроснабжения, поэтому для обеспечения внешнего электроснабжения необходимо отобрать наивыгоднейший вариант электроснабжения с учетом надежности, выбрать необходимое оборудование на подстанции, а именно силовые трансформаторы, высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, гибкие шины и т.д. Для надежной работы оборудования также выбирается релейная защита.

Произвести оценку целесообразности строительства подстанции и перевода части нагрузки с подстанции Талакан.

Для обеспечения экологических нормативов, необходимо рассмотреть вопросы безопасности на подстанции, а также влияние подстанции и линии на окружающую среду и человека.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РАЙОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ «КУРУКТАЧИ» АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Бурейского района Амурской области

Амурская область – это один из крупных субъектов Российской Федерации, занимающий на большом протяжении пограничное положение с Китайской Народной Республикой. Протяженность границы составляет почти 1250 км. Область входит в состав Дальневосточного федерального округа и располагается на юго-востоке Российской Федерации в азиатской ее части, между Становым хребтом на севере и рекой Амур на юге. На западе область граничит с Читинской областью, на севере – с Республикой Саха (Якутия), на востоке – с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Почти вся территория области расположена в бассейне реки Амур.

Бурейский район расположен на юго-востоке Амурской области. В районе 11 муниципальных образований, в состав которых входят 18 сельских населенных пунктов и 3 поселка городского типа (Новобурейский, Талакан, Буряя). Административный центр – поселок Новобурейский. Расстояние до города Благовещенск – 202 км. Численность населения района на 1 января 2013 года составляет 22,8 тыс. человек.

Крупными промышленными предприятиями являются ОАО "Буряя-Кран", осуществляющее производство мостовых кранов, филиал СМУ ОС ОАО "Буряягэсстрой" и филиал ОАО "РусГидро" – "Бурейская ГЭС", осуществляющие производство электроэнергии.

Сообщение с населенными пунктами осуществляется как автомобильным, так и железнодорожным транспортом. По территории района проложена важнейшая транспортная магистраль - автомобильная дорога федерального значения "Амур" Чита - Хабаровск.

Климат района – резко-континентальный. Количество осадков составляет в среднем 58-75 мм. Незначительный снежный покров (в среднем до 0,6 м) способствует сезонному промерзанию грунтов до 3,0 м. Район прохождения трассы ВЛ по климатическому районированию территорий для строительства относится к 3 климатической зоне. Климатические условия приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатический параметр	Расчетная величина
Район по гололёду/по ветру	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Максимальное нормативное ветровое давление, Па	650
Нормативное ветровое давление при гололёде, Па	160
Район по пляске проводов	умеренный
Сейсмичность, баллы	8
Скорость ветра при наличии гололеда, м/с	16
Скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с	32
Степень загрязнённости атмосферы (1.9.28÷1.9.43 ПУЭ [2])	II
Расчетная температура воздуха, °С:	
- максимальная;	плюс 41
- минимальная;	минус 53
- среднегодовая;	минус 4,0
- при гололёде и максимальном ветре;	минус 5
- самой холодной пятидневки	минус 40
Среднегодовая продолжительность гроз, час	60-75
Осадки и снежный покров:	
- годовая норма осадков, мм;	386
- нормативная снеговая нагрузка*, кгс/м ² ;	120
- средняя из максимальных высот снежного покрова на открытом участке, см	60
Нормативная глубина промерзания грунтов, м:	
- глин и суглинков;	245
- супесей и мелких песков;	250
- песков крупных и средней крупности;	320
- крупнообломочных грунтов	360

1.2 Характеристика источников питания

Энергосистема Амурской области по структуре установленной мощности неоднородна, так как в ней работают и ГЭС, и ТЭС, и является избыточной. В структуре установленной мощности электростанций энергосистемы преобладают ГЭС, которые за счет своей маневренности используются для покрытия пиковой части графиков электрических нагрузок реверсивным перетоком в энергосистемы Хабаровского, Приморского края и Еврейской Автономной области.

В Амурской энергосистеме находятся объекты филиалов ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) – Амурская генерация (Райчихинская ГРЭС с установленной мощностью 102 МВт и Благовещенская ТЭЦ с установленной мощностью 280 МВт) и ОАО «РусГидро» (Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт и Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт)

Источниками генерации в рассматриваемой электрической сети являются Райчихинская ГРЭС и Бурейская ГЭС.

1.3 Характеристика электрических сетей в районе размещения подстанции «Куруктачи»

Для анализа электрической сети рассматриваемого района, составляется эквивалентная схема сети, т.е. определяются точки нормального размыкания сети. Затем в выделенном эквиваленте, схема делится на подсистемы (подсхемы), состоящие из замкнутых и разомкнутых схем. Для каждой замкнутой и разомкнутой схемы показывается ее наименование и конфигурация. Описывается общая характеристика сети: имеющиеся уровни номинального напряжения, общее количество линий электропередач и подстанций. Проводится структурный анализ линий электропередач: конфигурация линии, конструктивное исполнение, количество цепей, марка и сечение провода, длина линии. Проводится структурный анализ подстанций: классификация по способу присоединения к сети, число трансформаторов, их тип и мощность.

1) Точки нормального размыкания сети:

Бурейская ГЭС - отключены В-500 Амурская, В-500 Хабаровская;

РГРЭС – отключены В-110 Михайловка, Бурейск; В-35 Усть-Кивда с отпайкой на Пионерская, Прогресс, Н. Райчиха с отпайкой на ЖБИ, Широкий, А, Малиновка;

ПС 220 Архара – отключены В-35 Богучан, Отважное, Набережная;

ПС 220 Завитая – отключены В-35 Городская, Успеновка, Болдыревка, Куприяновка;

ПС 220 Хвойная – отключены В-110 Озерная; В-35 Таежная, Смелое, Романовка;

ПС 220 Варваровка – отключен В-35 Озерная;

ПС 220 Белогорск – отключены В-110 Возжаевка, Среднебелая с отпайкой на Некрасовку, Серышево; В-35 Амурсельмаш, Промышленная, Пригородная, Бочкаревка, Державинка, Новосергеевка, Васильевка;

ПС 220 Свободный – отключены В-35 Южная, Л1 (Лесная, Северная, Костюковка), Л2 (Пера, Базовая, Новоивановка);

ПС 500 Амурская – отключены В-500 Зейская ГЭС; В-220 Новокиевка, Ледяная, Шимановская-тяга с отпайкой на Ледяная-тяга, Михайло Чеснаковская-тяга; В-35 Л1 (Лесная, Северная, Костюковка), Л2 (Пера, Базовая, Новоивановка);

ПС 220 Благовещенская – отключены В-110 Птицефабрика с отпайкой на Силикатную, Айгунь, Хэйхе, Центральная с отпайками на Северную и Кирпичную, Благовещенская ТЭЦ с отпайками на Чигири и Кооперативную; В-35 Марково, Астрахановка.

Верное определение точек нормального размыкания сети (ТНРС) позволит уменьшить как расчеты, так и графическое изображение. С помощью ТНРС определяется эквивалент схемы сети. Те подстанции, которые не вошли в эквивалентную схему сети, задаются в ТНРС соответствующей нагрузкой. На практике, при определении точек нормального размыкания сети, руководствуются надёжностью схемы при возникновении различных аварийных ситуаций.

2) Структурный анализ линий электропередач приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Структурный анализ ВЛ-220 кВ

Название линии	Марка провода – сечение, длина (км)	Конфигурация	Количество цепей
1	2	3	4
1 Райчихинская ГРЭС-Завитая, цепи №1,2	АС-300/39, цепь №1 L= 44,5 цепь №2 L=44,7	магистраль с двух- сторонним питанием	двухцепная
2 Бурейская ГЭС – Завитая, цепи №1 3 Бурейская ГЭС – Зави- тая цепь №2	АС-400/51, L= 79.,5 АС-400/51, L= 79,5	магистраль с двух- сторонним питанием	двухцепная
4 Райчихинская ГРЭС - Архара	АС-300/39, L=53	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная
5 Завитая – Короли- тяга с отпайкой ПС Хвойная	АС-300/39, L= 52,8 отпайка на ПС Хвойная – АС- 240/32, L= 0,56	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная
6 Завитая – Белогорск- тяга с отпайкой ПС Хвойная	АС-300/39, L= 121,5, отпайка на ПС Хвойная – АС- 240/32, L= 0,87	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная
7 Короли-тяга – Белогорская	АС-300/39, L= 64,95	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная
8 Белогорск-тяга – Белогорская	АС-240/32, L= 9,95	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная

Продолжение таблицы 2.			
1	2	3	4
9 Белагорская Свободная	АС-240/32, L= 62,65	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная
10 Свободный – Амур- ская	АС-240/32, L= 6,6	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная
11 Амурская – Благо- вещенская цепи №1,2	АСО-400/51, L= 129,7; АСО-300/48, L= 130,2	магистраль с двух- сторонним питанием	двухцепная
12 Белагорская – Амур- ская	АС-240/32, L= 68,55	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная
13 Бурейская ГЭС – Та- лакан цепи №1,2	цепь №1,2 АС-240/32, L=3,6;	радиальная	двухцепная
14 Завитая – Завитая- тяга	АС-240/32, L=7,6	радиальная	двухцепная
15 Завитая – Варваровка	АС-300/39, L=79,2	радиальная	одноцепная
16 Завитая – НПС-27	АС-240/32, L= 60	радиальная	двухцепная
17 Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан- тяга	АС-300/39, L= 95,2, отпайка на ПС Та- рамчукан-тяга L= 18	магистраль с двух- сторонним питанием	одноцепная
18 Райчихинская ГРЭС– Ядрин-тяга с отпай- кой на ПС Тарманчу- кан-тяга	АС-300/39, L= 137,3 отпайка на ПС Тарамчукан- тяга L= 2	радиальная	одноцепная
19 Ядрин-тяга – Облучье	АС-300/39, L= 12,3	радиальная	одноцепная

Структурный анализ ВЛ-220 кВ показал, что большинство линий электропередач являются магистральными с двухсторонним питанием, что говорит об их надежности. Большинство линий двухцепные, что говорит о возможности резервирования при возникновении аварийных ситуаций и ремонтах, без перерыва электроснабжения потребителей. Так же есть радиальные линии электропередач, снижающие надежность электроснабжения потребителей на данном участке сети.

3) Структурный анализ подстанций 220 кВ.

1. ПС Хвойная – ответвительная, схема подключения – «Мостик с выключателями в цепях линий». АТ-1 – АТДТНГ-32000 - 220/110/35, 1976 год ввода в эксплуатацию, АТ-2 – АТДТНГ-30000 – 220/110/35, 1980 год ввода в эксплуатацию. Установлены элегазовые выключатели, повышающие надежность электроснабжения.

2. ПС Архара – узловая, схема подключения – «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин». Т-1 – ТДТН-40000 – 220/35/10, 1985 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1985 год ввода в эксплуатацию, Т-3 – ТДТНЖ-40000 – 220/35/27,5, 1985 год ввода в эксплуатацию. Заменены два масляных выключателя 220 кВ на элегазовые баковые выключатели, 2012 год ввода в эксплуатацию.

3. ПС Завитая – узловая, схема подключения – «Две рабочие и обходная системы шин». Т-1 – ТДТН-25000 – 220/35/10, 1982 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТН-25000 – 220/35/10, 1982 год ввода в эксплуатацию. Установлены воздушные (1982 год), масляные (1979 год) и элегазовые выключатели, 2012 год ввода в эксплуатацию.

4. ПС Варваровка – проходная, схема подключения – «Мостик с выключателями в цепях трансформатора». Т1 – ТДТН-40000 – 220/35/10, 1996 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТН-40000 – 220/35/10, 1996 год ввода в эксплуатацию.

5. ПС Талакан – тупиковая, схема подключения – «Два блока с выключателями со стороны линии и неавтоматической секционирующей перемычкой со стороны трансформаторов». Т-1 – ТДТН-40000 – 220/35/6, 1996 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТН-40000 – 220/35/6, 2002 год ввода в эксплуатацию. Установлены элегазовые выключатели.

6. ПС Белогорск-тяга – проходная, схема подключения – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов». Т-1 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1983 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1983 год ввода в эксплуатацию.

7. ПС Короли-тяга – проходная, схема подключения – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов». Т-1 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1984 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 2003 год ввода в эксплуатацию.

8. ПС Белагорская – узловая, схема подключения – «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин». АТ-1 – АТДЦТН-63000 – 220/110/10, 1983 год ввода в эксплуатацию, АТ-2 – АТДЦТН-63000 – 220/110/10, 1981 год ввода в эксплуатацию, Т-3 – ТДТН-40000 – 220/35/10, 1971 год ввода в эксплуатацию, Т-4 – ТДТН-40000 – 220/35/10, 1985 год ввода в эксплуатацию. Установлены масляные баковые выключатели, 1973-1980 года ввода в эксплуатацию.

9. ПС Свободный – ответвительная, схема подключения – «Блок (линия-трансформатор) с выключателем». Т-1 – ТДТН-40000 – 220/35/10, 1971 год ввода в эксплуатацию. На подстанции установлены элегазовые выключатели, 2005 и 2010 года ввода в эксплуатацию. Так же установлены воздушные выключатели, 2010 и 2012 года ввода в эксплуатацию.

10. ПС Амурская – узловая, схема подключения – «Две рабочие и обходная системы шин». АТ-1 – АТДЦТН-63000 – 220/110/35, 1978 год ввода в эксплуатацию, АТ-2 – АТДЦТН-63000 – 220/110/35, 1984 год ввода в эксплуатацию. Установлены элегазовые выключатели, 2011 и 2012 года ввода в эксплуатацию.

11. ПС Благовещенская – узловая, схема подключения – «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин». АТ-1 – АТДЦТН-125000 – 220/110/35, 1980 год ввода в эксплуатацию, АТ-2 – АТДЦТН-125000 – 220/110/35, 2011 год ввода в эксплуатацию. Установлены элегазовые выключатели.

12. ПС Ядрин-тяга – проходная, схема подключения – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов». Т-1 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1983 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1983 год ввода в эксплуатацию.

13. ПС Тарманчукан-тяга – ответвительная, схема подключения – «Два блока с выключателями со стороны трансформатора и неавтоматической секционирующей переключкой со стороны линии». Т-1 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1983 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1983 год ввода в эксплуатацию.

14. ПС НПС-27 – тупиковая, схема подключения – «Два блока с выключателями со стороны трансформатора и неавтоматической секционирующей переключкой со стороны линии». Т-1 – ТРДН-25000 – 220/10, 2012 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТРДН-25000 – 220/10, 2012 год ввода в эксплуатацию. Установлены элегазовые выключатели.

15. ПС Завитая-тяга – тупиковая, схема подключения – «Два блока с выключателями со стороны трансформатора и неавтоматической секционирующей переключкой со стороны линии». Т-1 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1984 год ввода в эксплуатацию, Т-2 – ТДТНЖ-40000 – 220/27,5/10, 1983 год ввода в эксплуатацию.

Структурный анализ ПС-220 кВ показал, что есть подстанции, по которым осуществляется транзит мощности на 220, 110 и 35 кВ. Но есть и непосредственно тупиковые подстанции, питающие потребителей электрической энергией. Сравнивая года ввода в эксплуатацию трансформаторов, можно сделать вывод, что срок службы большинства из них составляет более 25 лет. Эксплуатация трансформаторов связана с необходимостью определения их нагрузочной способности, зависящей от температурного режима, который, с одной стороны, обусловлен нагревом трансформатора, а с другой — условиями его охлаждения. Если при эксплуатации трансформаторов, рабочая температура превышала максимальную допустимую температуру эксплуатации, то необходимо проверить на этих трансформаторах изоляцию, срок службы которой 20-25 лет [1]. На многих подстанциях произведена замена масляных и воздушных выключателей на элегазовые, отключающие способности которых выше, и тем самым выше надежность электроснабжения потребителей.

1.4 Анализ существующих режимов

Особенность электрических систем состоит в практически мгновенной передаче энергии от источников к потребителям и невозможности накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии. В каждый момент времени в установившемся режиме системы ее электрические станции должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей и покрывать потери в сети. Вследствие чего, для более эффективного снабжения потребителей электроэнергией необходимо проводить анализ существующего режима электрической сети. Этот анализ позволит выявить места в сети, где большие потери энергии, где наблюдается небаланс реактивной мощности, приводящий к повышению или понижению напряжения. Проанализировав и выявив критические места в сети, проводятся действия, устраняющие возникшие отклонения режимных параметров.

Целью раздела является анализ фактических величин показателей балансов электрической энергии и мощности и выявление тенденций их изменения, определение перетоков активной и реактивной мощности, а также отклонений напряжения в сети.

Для анализа режимной ситуации электрической сети 220 кВ в районе размещения подстанции «Куруктачи» использовались данные контрольных зимних и летних замеров 2015 года, и существующий режим сети, выполненный в ПВК RastrWin 3.

1.4.1 Анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов

При исследовании режимов электрических сетей необходимо обратить особое внимание на явления, связанные с передачей реактивной мощности по сети, а также на способы ее компенсации. Как известно, передача реактивной мощности приводит к увеличению потерь напряжения в сети. С передачей реактивной мощности непосредственно связано увеличение нагрузки в соответствующих элементах сети.

Данный анализ необходим для определения «узких» мест работы сети, то есть трансформаторов и линий, работающих с предельно допустимыми значениями по загрузке и тем самым снижающих надежность и устойчивость электроснабжения, а также вызывающих ограничение технологического присоединения новых потребителей к электрической сети.

Анализ загрузки ВЛ-220 кВ и трансформаторов 220 кВ в режиме максимальных и минимальных нагрузок показан в таблицах 3,4.

Таблица 3 – Плотность токовой нагрузки ВЛ-220 кВ

№	Название линии	Сечение, мм ²	Максимальная за- грузка линии		Минимальная загрузка линии	
			Нагруз- ка, А	Плот- ность, А/мм ²	Нагруз- ка, А	Плот- ность, А/мм ²
1	2	3	4	5	6	7
1	Бурейская ГЭС – Завитая	400	876 878	2,19 2,19	462 477	1,15 1,19
2	Райчихинская ГРЭС - Зави- тая	300	314 308	1.05 1.03	220 216	0,73 0,72
3	Райчихинская ГРЭС - Архара	300	209	0.69	168	0,56
4	Завитая – отп. на ПС Хвой- ная линия 1	300	613	2,04	238	0,79
5	Короли-тяга–отп. на ПС Хвойная	300	472	1,57	188	0,63
6	Завитая – отп. на ПС Хвой- ная линия 2	240	448	1,86	181	0,75
7	Белогорск-тяга – отп. на ПС Хвойная	240	448	1,86	181	0,75
8	Хвойная – отп. на ПС Хвой- ная	240	145	0,60	51	0,21

Продолжение таблицы 3.						
1	2	3	4	5	6	7
9	Завитая – Варваровка	300	37	0,12	27	0,09
10	Завитая – НПС-27	240	11	0,04	12	0,05
11	Белагорская–Свободная	240	335	1,39	111	0,46
12	Белогорск-тяга –Белогорская	240	417	1,74	150	0,62
13	Короли-тяга –Белогорская	300	452	1,50	171	0,57
14	Свободный – Амурская	240	321	1,34	94	0,39
15	Белагорская –Амурская	240	386	1,61	136	0,57
16	Завитая – Завитая-тяга	240	66	0,27	40	0,17
17	Архара – Тарманчукан-тяга	300	127	0,42	129	0,43
18	Амурская – Благовещенская	300 400	273 274	0,91 0,68	183 183	0,61 0,46
19	Бурейская ГЭС –Талакан линия 1	240	35	0,14	6	0,02
20	Бурейская ГЭС – Талакан линия 2	240	35	0,14	6	0,02
21	Облучье – Тарманчукан-тяга	300	91	0,30	92	0,31
22	Райчихинская ГРЭС – Тарманчукан-тяга	300	143	0,48	133	0,44
23	Тарманчукан-тяга – Ядрин-тяга	300	136	0,45	124	0,41
24	Ядрин-тяга – Облучье	300	89	0,30	80	0,27

Анализ плотности токовой нагрузки на ВЛ-220 кВ показал, что в режиме зимнего максимума нагрузок на некоторых участках сети наблюдается превышение допустимого значения токовой нагрузки более $1,1 \text{ мм}^2/\text{А}$, что говорит о необходимости замены проводов на провода большего сечения. Так же небольшая часть линий работает с минимальной нагрузкой, что приводит к уве-

личению реактивной мощности и повышенному напряжению в конце линии и на шинах подстанции. В летний период большинство линий работает с оптимальной загрузкой линий. Но есть линии, работающие в режиме недогруженности.

Таблица 4 – Коэффициенты загрузки трансформаторов 220 кВ при нормальном режиме работы

№ пп	Наименование ПС	Установленные тр-ры, класс напряжения, кВ	Нагрузка трансформатора max/min, МВА	Мощность тр-ра, МВА	Коэффициент загрузки (max)	Коэффициент загрузки (min)
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Хвойная	AT1-220/110/35	15,54/ 13,37	32	0,48	0,42
		AT2-220/110/35	13,58/12,42	30	0,45	0,41
2	ПС Архара	T1-220/35/10	0,30/0,22	40	0,007	0,005
		T2-220/27,5/10	12,30/10,14		0,31	0,25
		T3-220/35/27,5	0,11/0,10		0,003	0,002
3	ПС Завитая	T1-220/35/10	2,55/1,17	25	0,10	0,05
		T2-220/35/10	6,11/2,56		0,24	0,10
4	ПС Варваровка	T1-220/35/10	12,92/10,03	40	0,32	0,25
		T2-220/35/10	3,70/6,38		0,09	0,16
5	ПС Талакан	T1-220/35/6	6,53/1,55	40	0,16	0,04
		T2-220/35/6	5,42/3,06		0,13	0,08
6	ПС Амурская	AT3-220/110/35	13,03/20,75	63	0,21	0,33
		AT4-220/110/35	15,71/0		0,25	0
7	ПС Белогорск-тяга	T1-220/27,5/10	32,00/15,62	40	0,40	0,19
		T2-220/27,5/10				
8	ПС Королюк-тяга	T1-220/27,5/10	24,08/24,46	40	0,29	0,30
		T2-220/27,5/10				
9	ПС Белогорская	AT1-220/110/10	15,31/7,42	63	0,24	0,12
		AT2-220/110/10	15,29/7,32	63	0,24	0,12
		T3-220/35/10	28,72/16,35	40	0,72	0,41
		T4-220/35/10	28,04/14,93	40	0,70	0,37
10	ПС Свободный	T1-220/35/10	-	40	-	-
11	ПС Благовещенская	AT1-220/110/35	96,29/84,63	125	0,77	0,68
		AT2-220/110/35	111,63/100,45		0,89	0,80
12	ПС Ядрин-тяга	T1-220/27,5/10	32,00/31,25	40	0,40	0,39
		T2-220/27,5/10				
13	ПС Тарманчукан-тяга	T1-220/27,5/10	28,69/7,55	40	0,36	0,09
		T2-220/27,5/10				
14	ПС НПС-27	T1-220/10	3,59/0,22	25	0,14	0,01
		T2-220/10	-		-	-
15	ПС Завитая-тяга	T1-220/27,5/10	26,12/15,62	40	0,32	0,19
		T2-220/27,5/10				

Для анализа коэффициентов загрузки трансформаторов использовались контрольные замеры для зимы в 18:00 часов, для лета в 21:00 час.

Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов показал, что по данным контрольных замеров 2015 года загрузка трансформаторов не превышает допустимых максимальных значений. Но на небольшом количестве подстанций наблюдается недогрузка трансформаторов, приводящая к повышению коэффициента реактивной мощности.

1.4.2 Анализ отклонений напряжения в сети

Отклонения напряжения от номинальных значений происходят из-за суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителей; изменения мощности компенсирующих устройств; регулирования напряжения генераторами электростанций и на подстанциях энергосистем; изменения схемы и параметров электрических сетей. Отклонение напряжения определяется разностью между действующим (U) и номинальным ($U_{ном}$) значениями напряжения. В питающих сетях нижние допустимые границы отклонения напряжений достигают 10—15 % от номинального значения напряжения.

Данные об отклонениях напряжения в сети 220, 110, 35, 28, 10, 6 кВ в режиме максимальных и минимальных нагрузках показаны в таблицах 5, 6.

Таблица 5 – Отклонение напряжения в узлах 220, 110, 35, 28, 10, 6 кВ, зимний максимум нагрузок

Название узла	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	dU , %
1	2	3	4
Благовещенская СШ 220	220	221,73	0,79
Благовещенская СШ 110	110	112,94	2,67
Благовещенская СШ 35	35	35,61	1,74
Белогорская СШ 220	220	231,36	5,16
Белогорская СШ 110	110	111,77	1,61
Белогорская СШ 35	35	34,50	-1,40
Белогорская СШ 10	10	10,56	5,60
Хвойная СШ 220	220	228,56	3,89
Хвойная СШ 110	110	114,22	3,84

Продолжение таблицы 5.			
1	2	3	4
Хвойная СШ 35	35	37,85	8,14
Хвойное СШ 10	10	10,77	7,70
Завитая СШ 220	220	228,59	3,90
Завитая СШ 35	35	35,57	1,63
Завитая СШ 10	10	10,19	1,90
Амурская СШ 220	220	236,92	7,69
Амурская СШ 110	110	123,26	12,05
Амурская СШ 35	35	37,60	7,43
Свободный СШ 220	220	236,24	7,38
Свободный СШ 35	35	37,16	6,17
Свободный СШ 10	10	11,63	16,30
Варваровка СШ 220	220	228,05	3,66
Варваровка СШ 35	35	31,93	-8,77
Варваровка СШ 10	10	9,62	-3,80
Архара СШ 220	220	222,02	0,92
Архара СШ 35	35	34,74	-0,74
Архара СШ 28	28	24,87	-11,17
Архара СШ 10	10	9,94	-0,60
Талакан СШ 220	220	238,48	8,40
Талакан СШ 35	35	36,49	4,26
Талакан СШ 6	6	6,32	5,33
Тарманчукан-тяга СШ 220	220	222,21	1,00
Ядрин-тяга СШ 220	220	223,50	1,59
Облучье СШ 220	220	223,76	1,71
Короли-тяга СШ 220	220	228,66	3,93
Белогорск-тяга СШ 220	220	228,35	3,79
НПС-27 СШ 220	220	228,58	3,90

Таблица 6 – Отклонение напряжения в узлах 220, 110, 35, 10, 6 кВ, летний минимум нагрузок

Название узла	Uном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
Благовещенская СШ 220	220	228,85	4,02
Благовещенская СШ 110	110	116,75	6,14
Благовещенская СШ 35	35	36,84	5,26
Белогорская СШ 220	220	238,35	8,34
Белогорская СШ 110	110	115,31	4,83
Белогорская СШ 35	35	36,73	4,94
Белогорская СШ 10	10	10,89	8,90
Хвойная СШ 220	220	236,73	7,60
Хвойная СШ 110	110	118,75	7,95
Хвойная СШ 35	35	39,39	12,54
Хвойная СШ 10	10	11,24	12,40
Завитая СШ 220	220	236,73	7,60
Завитая СШ 35	35	36,78	5,08
Завитая СШ 10	10	10,56	5,6
Амурская СШ 220	220	240,33	9,24
Амурская СШ 110	110	125,55	14,14
Амурская СШ 35	35	37,76	7,88
Свободный СШ 220	220	240,11	9,14
Свободный СШ 35	35	37,70	7,71
Свободный СШ 10	10	11,76	17,60
Варваровка СШ 220	220	236,94	7,70
Варваровка СШ 35	35	33,43	-4,48
Варваровка СШ 10	10	10,13	1,30
Архара СШ 220	220	232,88	5,85
Архара СШ 35	35	36,48	4,23
Архара СШ 28	28	26,41	-5,68
Архара СШ 10	10	10,44	4,40

Продолжение таблицы 6.			
1	2	3	4
Талакан СШ 220	220	238,6	8,45
Талакан СШ 35	35	36,52	4,34
Талакан СШ 6	6	6,34	5,67
Тарманчукан-тяга СШ 220	220	234,77	6,71
Ядрин-тяга СШ 220	220	234,18	6,44
Облучье СШ 220	220	234,45	6,57
Короли-тяга СШ 220	220	236,84	7,65
Белогорск-тяга СШ 220	220	237	7,72
НПС-27 СШ 220	220	236,71	7,59

Анализ отклонений напряжения показал, что в целом уровни значений напряжений в зимний и летний период находятся в пределах допустимых значений отклонений, что говорит об оптимальной загрузке сети. Отмечается повышение напряжения в зимний период на шинах 110 кВ ПС «Амурская»; 10 кВ ПС «Свободная» и 28 кВ ПС «Архара». В летний период на шинах 10 и 35 кВ ПС «Хвойная»; 110 кВ ПС «Амурская» и 10 кВ ПС «Свободная». Повышение отклонений напряжения связано с высоким коэффициентом реактивной мощности и отсутствием устройств для компенсации реактивной мощности.

1.4.3 Анализ потоков активной и реактивной мощности

Анализ потоков активной и реактивной мощности выполняется для выявления участков сети, на которых требуется принять меры по повышению или понижению коэффициента реактивной мощности, для его нормализации. Для этого проводят оптимизацию режима сети с использованием устройств компенсации реактивной мощности, трансформаторов с регулированием под нагрузкой или с помощью специальных автоматических устройств оптимизации. Нормализация режима приведет как к снижению потерь электроэнергии, так и к снижению отклонений напряжения.

Данные о потоках активной и реактивной мощности и коэффициенте реактивной мощности в зимний и летний периоды представлены в таблицах 7, 8.

Таблица 7 – Поток активной и реактивной мощности, коэффициент реактивной мощности в зимний период

Ветвь	Переток мощности	$tg\varphi$
1	2	3
Райчихинская ГРЭС- Завитая		
цепь №1	121,3+i14,8	0,12
цепь №2	119,3+i12,3	0,10
Бурейская ГЭС – Завитая		
цепь №1	346-i26,8	-0,08
цепь №2	346-i26,7	-0,08
Райчихинская ГРЭС - Архара	80,7+i5,3	0,06
Завитая – Короли-тяга	179,4-i51	-0,28
Завитая – Белогорск- тяга	167,4-i48,7	-0,29
Отп. на ПС Хвойная-Хвойная	57,3+i0,5	0,01
Короли-тяга – Белогорская	164,3-i67,5	-0,41
Белогорск-тяга – Белогорская	153,1-i60,6	-0,39
Белогорская – Свободный	99,3-i88,5	-0,89
Белогорская – Амурская	134,7-i75,9	-0,56
Свободный – Амурская	96,8-i88,2	-0,91
Амурская – Благовещенская		
цепь №1	100+i33,7	0,34
цепь №2	99,6+i33,5	0,34
Завитая – НПС-27	0,3+i4,4	14,6
Завитая – Варваровка	13,1-i4,6	0,35
Бурейская ГЭС – Талакан		
цепь №1	9+i0,9	0,10
цепь №2	8,6+i1	0,12
Архара – Тарманчукан-тяга	46,4-i9,5	-0,20
Тарманчукан-тяга – Облучье	23,7-i20,1	-0,85

Продолжение таблицы 7.		
1	2	3
Тарманчукан-тяга – Ядрин-тяга	52,4-i0,5	-0,01
Ядрин-тяга – Облучье	28,7-i17,6	-0,61

Таблица 8 – Поток активной и реактивной мощности, коэффициент реактивной мощности в летний период

Ветвь	Переток мощности	$tg\varphi$
1	2	3
Райчихинская ГРЭС- Завитая		
цепь №1	89,6+i3,6	0,04
цепь №2	88+i1,9	0,02
Бурейская ГЭС – Завитая		
цепь №1	186,4-i24,9	-0,13
цепь №2	184,4-i24,9	-0,13
Райчихинская ГРЭС - Архара	67,9-i0,4	-0,006
Завитая – Короли-тяга	73-i23,2	-0,32
Завитая – Белогорск- тяга	69,1-i16	-0,23
Отп. на ПС Хвойная-Хвойная	20,7-i1,1	-0,05
Короли-тяга – Белогорская	61,6-i23,9	-0,39
Белогорск-тяга – Белогорская	55,2-i25,7	-0,46
Белогорская – Свободный	27,8-i36,3	-1,30
Белогорская – Амурская	45,9-i32,2	-0,70
Свободный – Амурская	27,6-i26,9	-0,97
Амурская – Благовещенская		
цепь №1	61,7+i25,2	0,41
цепь №2	61,4+i25,0	0,41
Завитая – Варваровка	6,7-i8,8	-1,31

Продолжение таблицы 8.		
1	2	3
Завитая – НПС-27	0,2+i4,7	23,5
	0,1-i4,5	-45
Бурейская ГЭС – Талакан цепь №1	1-i0,4	-0,40
	цепь №2	1-i0,4
Архара – Тарманчукан-тяга	49,2-i9,6	-0,19
Тарманчукан-тяга – Облучье	26,4-i19,7	-0,75
Тарманчукан-тяга – Ядрин-тяга	49,8-i1,1	-0,02
Ядрин-тяга – Облучье	26,0-i18,0	-0,69

Анализ потоков активной и реактивной мощности показал, что коэффициент реактивной мощности превышает допустимые значения (0,4-0,5) на пяти участках в режиме максимальных нагрузок и в режиме минимальных нагрузок на семи участках сети. Повышение коэффициента реактивной мощности говорит об избытке реактивной мощности в сети. Для нормализации режима и восстановления баланса мощностей необходима установка дополнительных устройств компенсации реактивной мощности. Установка компенсирующих устройств позволит достичь оптимальных значений напряжения в узлах сети и снизить потери электроэнергии при передаче ее потребителям.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ КУРУКТАЧИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ БУРЕЙСКОГО ЭНЕРГОРАЙОНА

2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Бурейского района на период 2020г.

Согласно программе развития Бурейского района Амурской области на период до 2020 года существенный рост нагрузки в этом районе не ожидается. Но будет введен в эксплуатацию дополнительный источник электрической энергии – это «Нижне-Бурейская ГЭС». Строительство начато в августе 2010 года. Входит совместно с Бурейской ГЭС в Бурейский энергетический комплекс. Установленная мощность станции – 320 МВт. Проектная выработка электроэнергии – 1650 млн. кВтч.

Сроки ввода мощности:

- декабрь 2016 год – ГА-1 -80 МВт;
- декабрь 2016 год – ГА-2 -80 МВт;
- декабрь 2016 год – ГА-3 -80 МВт;
- декабрь 2016 год – ГА-4 -80 МВт.

Планируемый срок ввода мощностей – 2016 год. Выход на полную проектную мощность в 2017 году.

Реализация проекта позволит:

- снять режимные ограничения по нижнему бьефу Бурейской ГЭС;
- обеспечить защиту от подтоплений населенных пунктов в нижнем бьефе Бурейской ГЭС;
- обеспечить электроэнергией инвестиционные проекты, планируемые к реализации на территории Амурской области (Зейский цементный завод, Эльгинское месторождение каменных углей, Гаринский горно-металлургический комплекс, Космодром «Восточный», Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»).

2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок (РЭН) является наиболее ответственным расчётом, необходимым для проектирования электрических линий, станций и подстанций. РЭН – первоочередный вопрос, решаемый при проектировании и развитии электрических сетей, определяющий ход всех дальнейших расчётов. Результаты расчёта в значительной степени определяют размеры капитальных вложений в энергетическое строительство.

2.2.1 Определение вероятностных характеристик нагрузки узлов

Для выбора оборудования и расчета параметров в дальнейшем проектировании необходимо знать вероятностные характеристики. Вероятностные характеристики определяются с помощью упорядоченной диаграммы графика электрических нагрузок (ГЭН), представленной на рисунке 1.

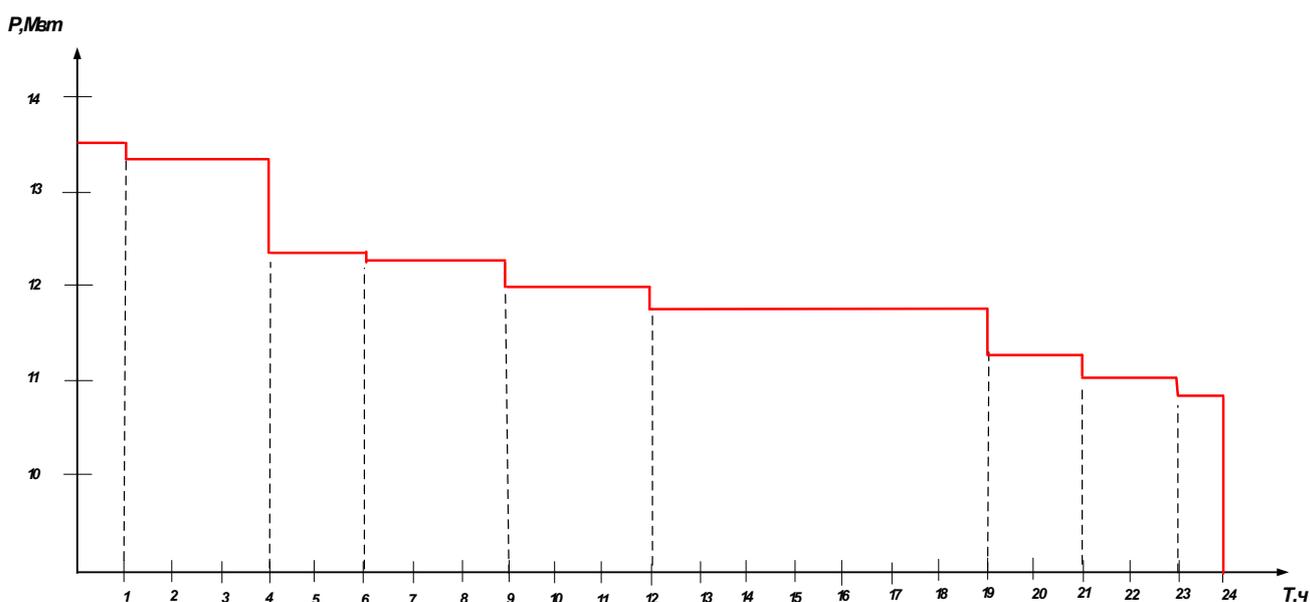


Рисунок 1 – Упорядоченная диаграмма ГЭН ПС «Талакан»

- Средняя мощность – используется для выбора силовых трансформаторов и расчёта суммарного электропотребления;
- Среднеквадратичная (эффективная) мощность – используется для расчёта и анализа потерь электроэнергии;
- Максимальная мощность – используется для выбора всех остальных, кроме СТ, элементов сети (например, сечений проводников);

- Минимальная мощность – по ней оценивается устойчивость работы энергосистемы.

Определяем среднюю активную мощность ПС «Талакан» зимой:

$$P_{CP.БАЗ} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

где P_i – мощность i -го периода времени ;

t – время, в течение которого наблюдается i –тая мощность;

T_H – общее время наблюдения за изменением нагрузки, принимаем равным 24ч.

$$P_{CP.БАЗ} = \frac{(13,5 + 13,3 \cdot 3 + 12,4 \cdot 2 + 12,3 \cdot 3 + 12 \cdot 3 + 11,8 \cdot 7 + 11,3 \cdot 2 + 11 \cdot 2 + 10,8)}{24},$$

$$P_{CP.БАЗ} = 12,05 \text{ МВт.}$$

Определяем эффективную активную мощность подстанции «Талакан»:

$$P_{ЭФ.БАЗ} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}, \quad (2)$$

$$P_{ЭФ.БАЗ} = \sqrt{\frac{(13,5^2 + 13,3^2 \cdot 3 + 12,4^2 \cdot 2 + 12,3^2 \cdot 3 + 12^2 \cdot 3 + 11,8^2 \cdot 7 + 11,3^2 \cdot 2 + 11^2 \cdot 2 + 10,8^2)}{24}},$$

$$P_{ЭФ.БАЗ} = 12,07 \text{ МВт.}$$

Максимальная и минимальная мощности определяются как максимальное и минимальное значение соответственно:

$$P_{МАХ.БАЗ} = 13,5 \text{ МВт}; \quad P_{МИН.БАЗ} = 10,8 \text{ МВт.}$$

Определяем вероятностную реактивную мощность подстанции:

$$Q_{i.БАЗ} = P_{i.БАЗ} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, принимаем равным 0,09;

$$Q_{CP.БАЗ} = 12,05 \cdot 0,09 = 1,08 \text{ Мвар};$$

$$Q_{ЭФ.БАЗ} = 12,07 \cdot 0,09 = 1,09 \text{ Мвар};$$

$$Q_{МАХ.БАЗ} = 13,5 \cdot 0,09 = 1,21 \text{ Мвар}.$$

При обобщенном исследовании и расчетах электрических нагрузок необходимо применение некоторых безразмерных показателей графиков нагрузки, характеризующих режим работы ПС, которые также можно найти с помощью упорядоченной диаграммы [4]. Определяем показатели ГЭН – коэффициенты использования, формы и максимума.

Коэффициент использования:

$$K_{И} = \frac{P_{CP.БАЗ}}{P_{УСТ}}, \quad (4)$$

$$K_{И} = \frac{12,05}{13,5} = 0,89.$$

Коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{P_{ЭФ.БАЗ}}{P_{CP.БАЗ}}, \quad (5)$$

$$K_{\phi} = \frac{12,07}{12,05} \approx 1.$$

Коэффициент максимума:

$$K_{МАХ} = \frac{P_{МАХ.БАЗ}}{P_{CP.БАЗ}}, \quad (6)$$

$$K_{МАХ} = \frac{13,50}{12,05} = 1,12.$$

Определяем активные и реактивные мощности ПС «Талакан» летом:

$$P_{i.БАЗ.Л} = P_{i.БАЗ} \cdot K_{Л} \quad (7)$$

где $K_{Л}$ – коэффициент летнего снижения максимума нагрузки, принимаем равным 0,36.

Результаты расчета вероятностных характеристик для подстанции «Талакан» в зимний и летний периоды представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Вероятностные характеристики ПС «Талакан»

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	P_{min} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар
Талакан	Зима	12,05	12,07	13,5	–	1,08	1,09	1,21	–
	Лето	4,34	4,34	4,86	–	0,39	0,39	0,43	–

Для подстанции Куруктачи расчет производится аналогично, но за отсутствием реального графика электрических нагрузок вводятся следующие допущения:

1. ГЭН принимается идеальным, при этом коэффициенты максимума и формы приравниваются, и будут равны единице;

$$K_{MAX} = K_{\phi} = 1.$$

2. Приравниваются активные средняя и максимальная мощности, они будут равны мощности нагрузки подстанции;

$$P_{CP.БАЗ} = P_{ЭФ.БАЗ} = 31,7 \text{ МВт.}$$

3. Установленная мощность подстанции 40 МВт, коэффициент использования будет равен:

$$K_{И} = \frac{31,7}{40} = 0,79.$$

4. За отсутствием данных по коэффициенту реактивной мощности, согласно приказу Минпромэнерго №49 «о компенсации реактивной мощности», принимаем $tg\varphi=0,4$ [7].

Результаты расчета вероятностных характеристик для подстанции «Куруктачи» представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Вероятностные характеристики ПС «Куруктачи»

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	P_{min} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар
Куруктачи	Зима	31,70	31,70	31,70	–	12,68	12,68	12,68	–

2.2.2 Прогнозирование электрических нагрузок

Прогнозирование электрических нагрузок на сегодняшний день – одно из самых востребованных направлений в энергетике. Прогнозы электропотребления составляют основную исходную информацию для принятия решений о планировании оптимальных режимов работы и развития ЭЭС.

Прогнозирование электрических нагрузок осуществляется методом сложных процентов. Прогнозируются средняя активная мощность и относительный прирост нагрузки. Для промышленных ПС со 100 % нагрузкой прогнозирование не делается, так как нет прироста нагрузки.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на пять лет вперед:

$$P_i^{прог} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (8)$$

где $P_i^{баз}$ – базовое значение вероятностной характеристики активной мощности;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района, согласно приказу Минэнерго №147 от 1 марта 2016 года[5], принимаем данный коэффициент равный 0,0082;

N – срок выполнения прогноза (5 лет).

Результаты расчета прогнозируемой нагрузки для подстанций «Талакан» и «Куруктачи» в зимний и летний периоды представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Прогнозируемые нагрузки для ПС «Талакан» и «Куруктачи»

Подстанция	Время	$P_{ср. прог,}$ МВт	$P_{эф. прог,}$ МВт	$P_{max. прог,}$ МВт
Талакан	Зима	12,55	12,57	14,06
	Лето	4,52	4,52	5,06
Куруктачи	Зима	33,02	33,02	33,02

2.3 Разработка технически выгодного варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Куруктачи

От правильного выбора схемы сети зависят все основные показатели: экономичность, надежность и качество электроэнергии. Надежность любой энергетической системы – это бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций опасных для людей и окружающей среды.

Электроприемники поселка Талакан относятся к первой и второй категориям по надежности электроснабжения. Согласно п.1.2.19 ПУЭ электроприёмники 1 категории в нормальном режиме обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания и перерыв электроснабжения потребителей, при нарушении электроснабжения от одного из них, возможен лишь на время автоматического восстановления. В качестве таких источников питания в схеме приняты I и II секции шин 35 кВ, I и II секции шин 6 кВ ПС 220/35/6 кВ «Куруктачи».

Согласно п.1.2.20 ПУЭ электроприемники 2 категории в нормальном режиме обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания, при нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания [2]. Источники питания приняты те же, что и для потребителей 1 категории.

Выбранная схема сети должна обеспечить не только соответствующую степень надежности, но и экономичность сооружения и эксплуатации системы. Выбор варианта сети при проектировании производится на основе сравнения технических качеств, затрат на сооружение и эксплуатационных расходов разных вариантов сети.

В общем случае экономичность построения и эксплуатации сети достигается при выполнении следующих основных принципов:

- Передача электроэнергии должны осуществляться по кратчайшему пути при обоснованно простой конфигурации сети;
- Схемы электрических соединений подстанций должны быть также обоснованно простыми и предусматривающими применение современного экономичного электрооборудования;
- Номинальное напряжение сети должно находиться в технико-экономической соразмерности с конфигурацией сети, расстояниями передачи электроэнергии, с передаваемыми по линиям мощностями и др.
- Выбор конфигурации сети должен предусматривать возможность развития в случае повышения нагрузок потребителя.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети принимают повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов и из них, на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Наметим три варианта схем электроснабжения ПС Куруктачи.

Первый вариант включает в себя следующие виды работ и сооружений:

- Расширение ОРУ 220 кВ Бурейской ГЭС, с добавлением двух ячеек, для питания ПС Куруктачи;
- При проектировании ОРУ 220 кВ подстанции Куруктачи принять схему «Два блока с выключателями со стороны линии и автоматической секционирующей перемычкой со стороны трансформаторов»;

- Сооружение двухцепной линии 220 кВ Бурейская ГЭС – ПС Куруктачи, протяженностью 2 км.

Вариант 1: Сооружение ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – ПС Куруктачи.

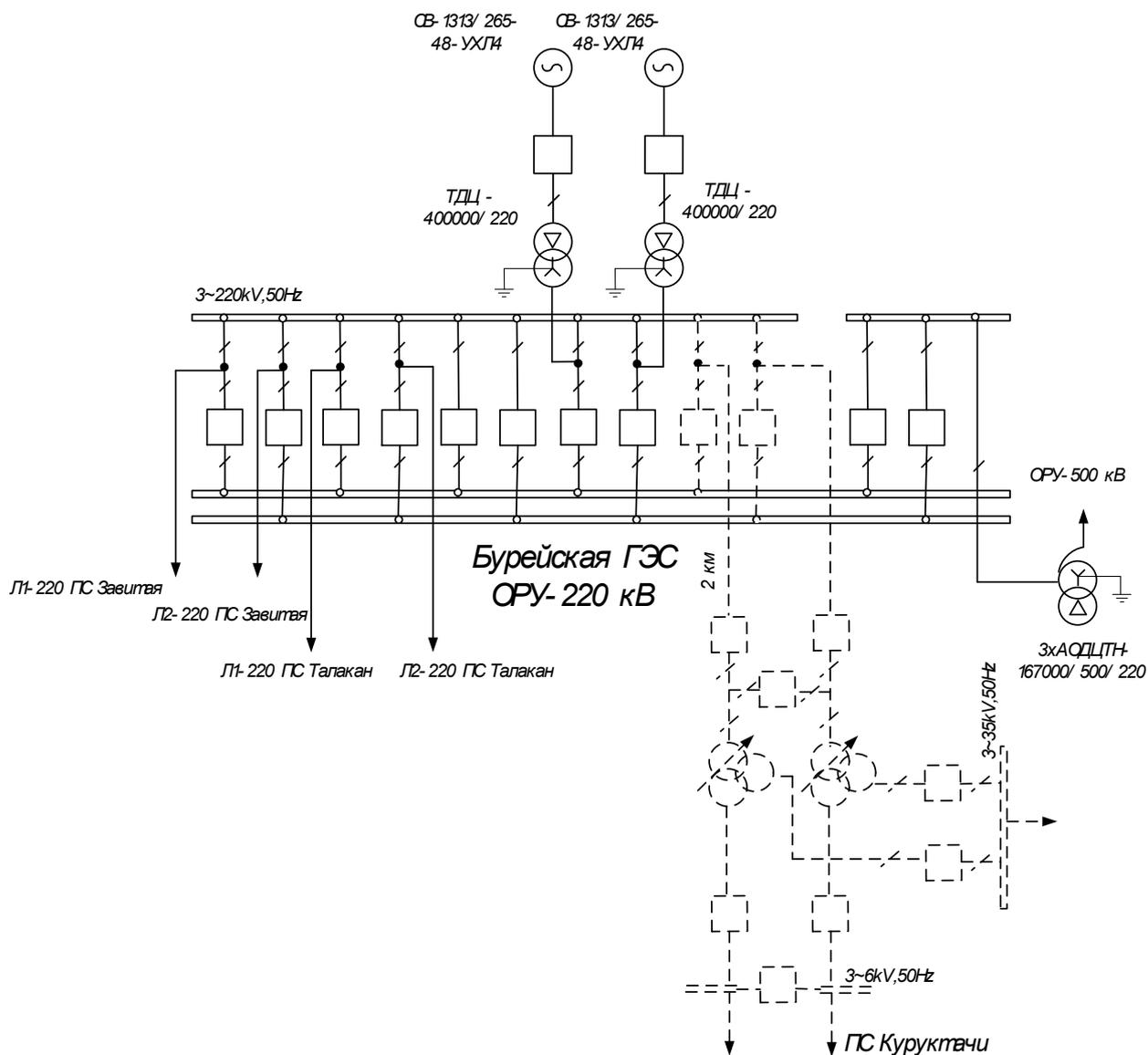


Рисунок 2 – Первый вариант

Вариант 2: Сооружение ВЛ 220 кВ от ПС Куруктачи, отпайкой к ВЛ Бурейская ГЭС – ПС Талакан.

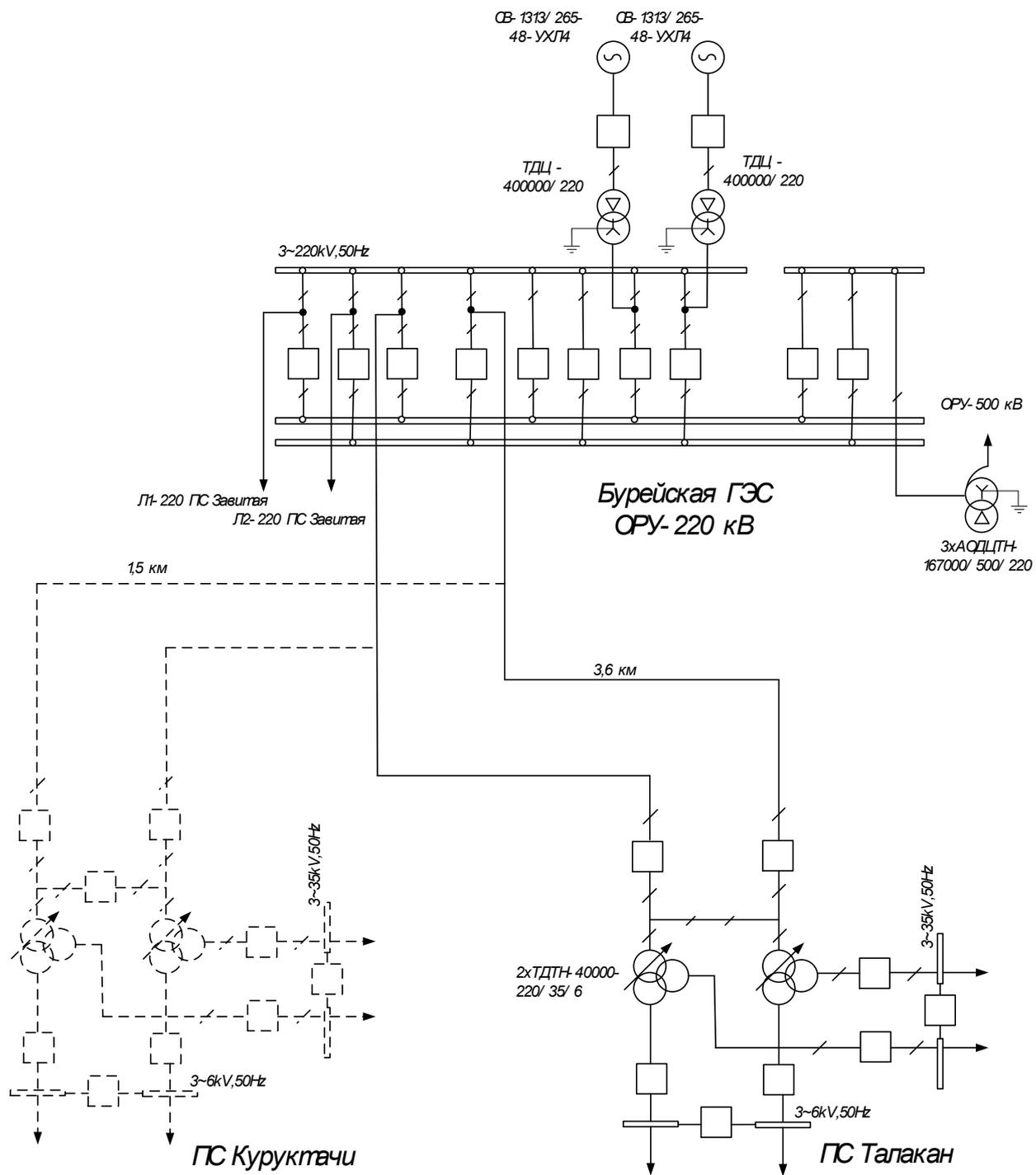


Рисунок 3 – Второй вариант

Второй вариант включает в себя следующие виды работ и сооружений:

- При проектировании ОРУ 220 кВ подстанции Куруктачи принять схему «Два блока с выключателями со стороны линии и автоматической секционирующей переключкой со стороны трансформаторов»;
- Сооружение двухцепной линии 220 кВ отпайкой к ВЛ Бурейская ГЭС – ПС Талакан, протяженностью 1,5 км.

Вариант 3: Сооружение ВЛ 220 кВ от ПС Куруктачи, отпайкой к ВЛ Бурейская ГЭС – ПС Завитая.

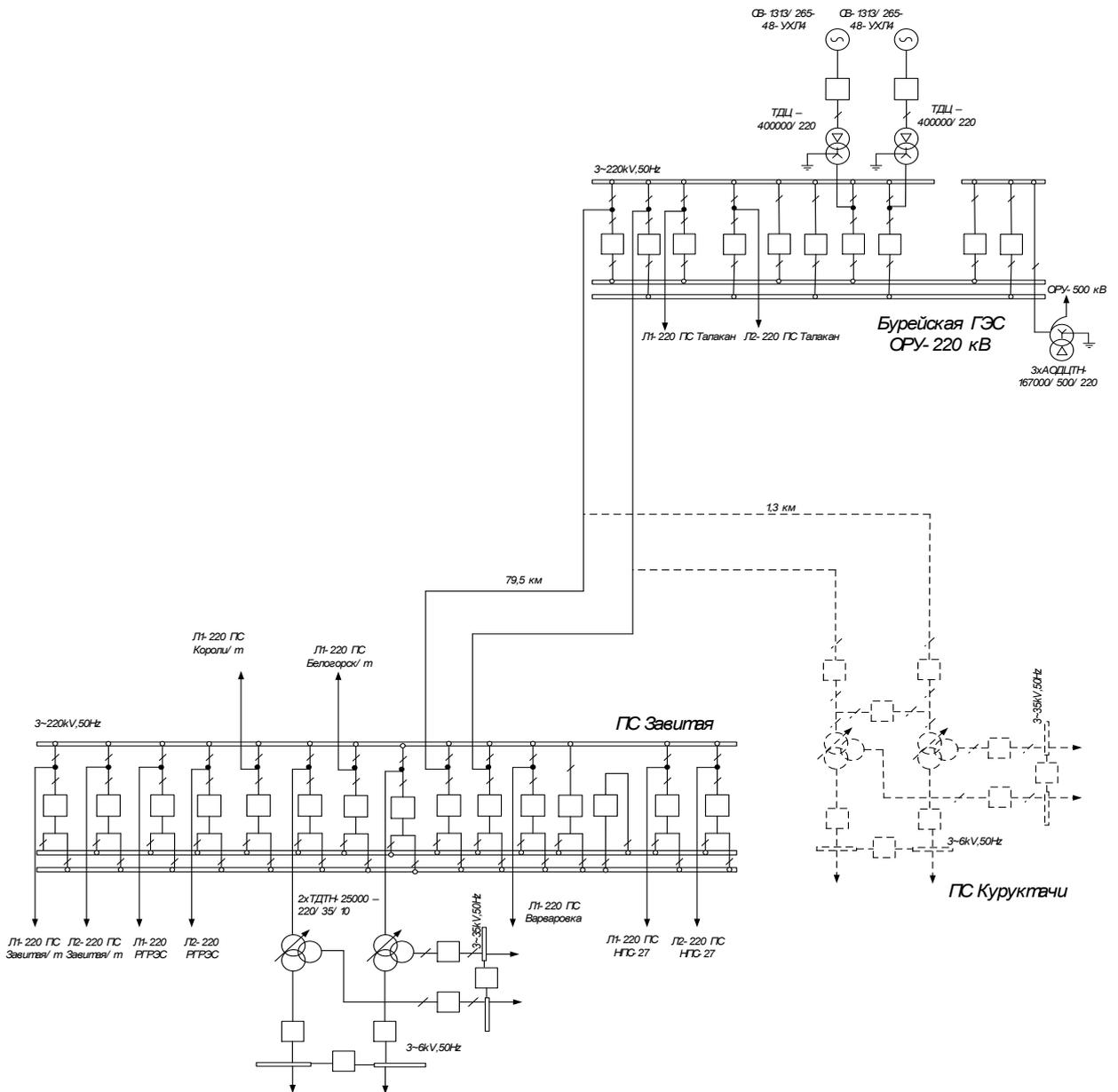


Рисунок 4 – Третий вариант

Третий вариант включает в себя следующие виды работ и сооружений:

- При проектировании ОРУ 220 кВ подстанции Куруктачи принять схему «Два блока с выключателями со стороны линии и автоматической секционирующей перемычкой со стороны трансформаторов»;
- Сооружение двухцепной линии 220 кВ отпайкой к ВЛ Бурейская ГЭС – ПС Завитая, протяженностью 1,3 км.

2.3.1 Техническое сравнение вариантов проектируемой сети

Техническое сравнение вариантов проектируемой сети приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Технический анализ четырех вариантов

№	Вариант	Кол-во выключателей с учетом реконструкции ОРУ	Суммарное количество выключателей	Суммарная длина линий, км
1	Бурейская ГЭС	2	5	2
	Куруктачи	3		
2	Бурейская ГЭС-Талакан	0	3	1,5
	Куруктачи-отпайка	3		
3	Бурейская ГЭС-Завитая	0	3	1,3
	Куруктачи-отпайка	3		

По данным таблицы 12, по минимальному количеству выключателей и суммарной длине линий выбираем второй и третий варианты сети. Но из этих двух вариантов выигрывает второй вариант. Согласно «Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем» [3], разрешается присоединять к двухцепной ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием до пяти промежуточных подстанций. К ПС Завитая уже присоединено пять подстанций, поэтому присоединение ПС Куруктачи технически нецелесообразно. В итоге выбираем вариант присоединения подстанции Куруктачи отпайкой к двухцепной линии Бурейская ГЭС – Талакан. При проектировании ОРУ 220 кВ подстанции Куруктачи была принята схема «Два блока с выключателями со стороны линии и автоматической секционирующей перемычкой со стороны трансформаторов».

Используем автоматическую секционирующую переключку, исходя из того, что к подстанция питает потребителей первой и второй категории (электростанцию, базу флота, постоянный поселок Талакан и комплексные очистные сооружения (КОС-1600)). Так как по техническому критерию уже выбран итоговый вариант электроснабжения подстанции Куруктачи, то экономический анализ сравнения вариантов не выполняется.

2.3.1 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности протекающей по линии. С увеличением номинального напряжения сети увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение (включая стоимость подстанций), но за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы.

При определении рационального напряжения выбранной схемы воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше. Для этого необходимо знать активную мощность и длину, определяемого участка сети.

$$U_{\text{рац.}ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (9)$$

где L_{ij} – длина линии электропередач, км;

P_{ij} – мощность, протекающая по линии, МВт.

Выберем напряжение в схеме.

Для нахождения напряжения на участке схемы необходимо знать потоки мощностей на головных участках. В данном варианте головным участком, а также основным участком сети будет являться участок Бурейская ГЭС – ПС Талакан.

Найдем поток мощности участка Бурейская ГЭС – ПС Талакан:

$$P_{БГЭС-Т} = \frac{P_{уст.Т}^{ПС}}{2}, \quad (10)$$

$$P_{БГЭС-Т} = \frac{13,5}{2} = 6,75 \text{ МВт.}$$

Определяем рациональное напряжение участка:

$$U_{рац.БГЭС-Т} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{БГЭС-Т}} + \frac{2500}{P_{БГЭС-Т}}}},$$

$$U_{рац.БГЭС-Т} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2 \cdot 3,6} + \frac{2500}{6,75}}} = 47,68 \text{ кВ.}$$

Согласно расчетам необходимо принять класс номинального напряжения 110 кВ. Но так как такого напряжения нет для подключения подстанции, а возможно подключение от Бурейской ГЭС только на напряжение 220 или 500 кВ, то принимаем на ПС Талакан рациональное напряжение равное 220 кВ. Как и принято в существующей сети.

$$U_{рац.ОТП.К} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{(1,5+0,6) \cdot 2} + \frac{2500}{20}}} = 64 \text{ кВ.}$$

Для подстанции Куруктачи аналогично принимаем класс номинального напряжения 220 кВ. Исходя из того, что подстанция подключается отпайкой к двухцепной линии БГЭС-ПС Талакан напряжением 220 кВ.

2.3.2 Компенсация реактивной мощности

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов. Кроме этого, в электрических сетях широко используются дополнительные источники реактивной мощ-

ности — компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ, устанавливаемых на подстанциях потребителей, являются конденсаторные батареи.

Решить вопрос о необходимости установки КУ в проектируемой сети следует до выполнения расчетов возможных вариантов схемы и параметров сети, так как компенсация реактивной мощности влияет на передаваемые по линиям электропередачи и через трансформаторы мощности, на потери мощности и напряжения в элементах сети и может влиять на выбираемые номинальные мощности трансформаторов и сечения проводов линий.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{КУi} = P_{max.i} \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{N_{с.ш}} (tg\varphi_i - tg\varphi_{\mathcal{E}}), \quad (11)$$

где P_{max} — максимальная активная мощность, кВт;

$tg\varphi_{\mathcal{E}}$ — экономически целесообразный коэффициент реактивной мощности, принимаем равным 0,09, $tg\varphi_{\mathcal{E}} = \min(0,09; 0,4)$.

$$Q_{КУ.T} = 13,5 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,1 \cdot (0,09 - 0,09) = 0,$$

Установка компенсирующих устройств на подстанции Талакан не требуется.

Далее определяем некомпенсированную мощность на ПС Талакан:

$$Q_{неск.i} = Q_{max.i} - Q_{КУi}, \quad (12)$$

$$Q_{неск.T} = 1,21 - 0 = 1,21 \text{ Мвар.}$$

Для подстанции Куруктачи компенсация реактивной мощности не требуется, так как $tg\varphi = 0,4$.

$$Q_{неск.К} = P_{max} \cdot tg\varphi, \quad (13)$$

$$Q_{неск.К} = 31,7 \cdot 0,4 = 12,68 \text{ Мвар.}$$

2.3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и некомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители первой категории или $P_{нmax} \geq 10$ МВт, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух. Установка на подстанции более двух трансформаторов должна быть обоснована специально.

Выбор трансформаторов произведем с учетом следующей формулы:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (14)$$

где S_{PT} – расчётная мощность трансформатора;

P_{CP} – активная средняя годовая мощность;

Q_{HECK} – значение максимальной некомпенсированной реактивной мощности;

n_T – число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

В рассматриваемом варианте в состав нагрузки, как на подстанции Талакан, так и на ПС Куруктачи, входят потребители первой категории, следовательно, число устанавливаемых трансформаторов принимаем равным двум. Для двухтрансформаторной подстанции при наличии любого процента потребителей первой категории $K_3 = 0,7$.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно быть больше расчётной. Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}}, \quad (15)$$

где $S_{Тном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,5 до 0,7 в нормальном режиме работы и в послеаварийном, при отключении одного трансформатора, в пределах от 1 до 1,4.

Расчетная мощность трансформатора на подстанции Куруктачи:

$$S_{PT.K} = \frac{\sqrt{31,7^2 + 12,68^2}}{2 \cdot 0,7} = 24,39 \text{ МВА},$$

Принимаем к установке два трансформатора ТДТН–25000/220.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме работы:

$$K_{3.H/P} = \frac{\sqrt{31,7^2 + 12,68^2}}{2 \cdot 25} = 0,683,$$

$$K_{3.ПA/P} = \frac{\sqrt{31,7^2 + 12,68^2}}{25} = 1,366,$$

Трансформатор оптимально загружен как в нормальном режиме, так и в послеаварийном.

Аналогично проведя расчет для ПС Талакан, по расчетным данным получим, что на подстанции должны быть установлены трансформаторы номинальной мощностью 10 МВА. Но в существующей схеме на ПС Талакан уже установлены трансформаторы номинальной мощностью 40 МВА. При проектировании ПС Талакан предполагалось, что подстанция будет оптимально загружена, но так как часть нагрузки была переведена на ПС Куруктачи, то в реальном режиме работы трансформаторы недогружены и поэтому по расчетным данным получается, что должны быть установлены трансформаторы на 10 МВА. Опираясь на реальную схему сети, «принимаем к установке» на ПС Талакан по два трехобмоточных трансформатора марки ТДТН–40000/220.

2.3.4 Выбор сечения линий электропередачи

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год. В сетях и линиях электропередачи напряжением 110...500 кВ используются сталеалюминовые провода. Содержание стали в сталеалюминовых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминовые провода марки АС.

Выбор сечения проводов линии электропередачи производим, используя метод экономических токовых интервалов. Далее проверяют выбранное сечение по нагреву длительно допустимым током.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями вычисляется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (16)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение,

P_{\max} , $Q_{\text{неск}}$ – потоки активной максимальной и максимальной нескомпенсированной реактивной мощности соответственно,

n – количество цепей.

Расчетные токи на участках, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам, принимается суммарное сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{\max}, \quad (17)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии (T_M).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ α_i принимается равным 1,05.

$T_M=5000$ ч., для ВЛ 110 –330 кВ, согласно «Электротехническому справочнику, том 3» (ЭТС т.3) [6]. Для T_M больше 4000 часов α_t принимается равным 1,2.

Произведем расчеты для участка сети БГЭС – ПС Талакан.

Примем условие, что линия БГЭС – ПС Талакан оптимально загружена, тогда:

$$S_{PT} = n_T \cdot K_3^{OIT} \cdot S_{Tном}, \quad (18)$$

$$S_{PT.T} = 2 \cdot 0,7 \cdot 40 = 56 \text{ МВА.}$$

Необходимо найти потоки активной и реактивной мощности, протекающих по ветви. Примем $tg\varphi = 0,4$. Найдем $atg\varphi = 0,381$. Найдем угол $\varphi = 21,83$ градуса. Тогда активная мощность будет определяться как:

$$P_{max} = S_{PT} \cdot \cos \varphi, \quad (19)$$

$$P_{max.T} = 56 \cdot \cos(21,83^\circ) = 55,27 \text{ МВт,}$$

Реактивная мощность:

$$Q_{max} = S_{PT} \cdot \sin \varphi, \quad (20)$$

$$Q_{max.T} = 56 \cdot \sin(21,83^\circ) = 8,96 \text{ Мвар.}$$

Максимальный ток, протекающий в линии БГЭС – ПС Талакан:

$$I_{max.T} = \frac{\sqrt{55,27^2 + (8,96 \cdot 0,4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,073 \text{ кА,}$$

$$I_{P.T} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 0,073 = 0,092 \text{ кА.}$$

Используя таблицу экономических токовых интервалов для Дальнего Востока (ЭТС т.3), с учетом района по гололеду, типа опор и количества цепей, принимаем провод марки АС – 240/32, допустимый ток которого равен 135 А.

Для проверки принятого сечения провода найдем токи в линии при обрыве одной из цепей двухцепной ВЛ:

$$I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_0, \quad (21)$$

где K_0 – поправочный коэффициент на температуру воздуха, принимается равным 1,3;

$$I_{\text{дл.доп}} = 135 \cdot 1,3 = 175,5 \text{ А.}$$

Условие проверки по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_P \leq I_{\text{дл.доп}}, \quad (22)$$

$92 \leq 175 \text{ А}$, условие выполняется.

В соответствии с ЭТС т.3, сечение проводов ВЛ на ответвлениях до 2 км, при сооружении от основной линии, принимаются такими же, как на основном участке. ПС Куруктачи находится от основной линии БГЭС – ПС Талакан на расстоянии 1,5 км, следовательно, на этом участке принимаем провод такого же сечения, как и на основном участке, а именно АС – 240/32.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ КУРУКТАЧИ 220/35/6 КВ

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- Считают, что трехфазная система является симметричной;
- Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
- При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) начинают с составления расчетной схемы (представленной на рисунке 3), т.е. такой электрической схемы, при

Базисный ток для каждой стороны напряжения определяется:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР}}}, \quad (23)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,60 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.$$

Определяем параметры схемы замещения.

Индуктивные сопротивления трансформатора определяются по выражению:

$$X_{\Gamma}^* = \frac{U_{\text{к, \%}} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (24)$$

Индуктивное сопротивление воздушной линии определяется по формуле:

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (25)$$

где $X_{\text{уд}}$ - удельное индуктивное сопротивление, Ом/км;

n - количество цепей ЛЭП.

Индуктивное сопротивление генератора определяется по формуле:

$$X_{\Gamma}^* = x_d'' \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМ.Г}}}, \quad (26)$$

Индуктивное сопротивление нагрузки определяется по формуле:

$$X_{Н}^* = 0.35 \cdot \frac{S_{\text{Г}}}{S_{\text{нагр}}} \quad (27)$$

где - $S_{\text{НОМ.Г}}$ - номинальная мощность генератора, МВА;

$S_{\text{НАГР}}$ - мощность нагрузки, МВА.

Параметры схемы замещения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры схемы замещения

Обозначение на схеме	Вид оборудования	Исходные данные для расчета	Значение, о.е.
XГ	Генератор	$S_{\text{НОМ.Г}}=372$ МВА $X_d=0,24$ о.е	0,581
XТ500	Блочный трансформатор СШ 500 БГЭС	$U_{к500} = 13$ %, $S_{\text{тр}} = 400$ МВА	0,325
XТ220	Блочный трансформатор СШ 220 БГЭС	$U_{к220} = 11$ %, $S_{\text{тр}} = 400$ МВА	0,275
Xатв	Автотрансформатор связи БГЭС	$U_{кв} = 12,25$ %, $S_{\text{тр}} = 167$ МВА	0,734
Xатс	Автотрансформатор связи БГЭС	$U_{кс} = -1,25$ %, $S_{\text{тр}} = 167$ МВА	0
Xатн	Автотрансформатор связи БГЭС	$U_{кн} = 22,75$ %, $S_{\text{тр}} = 167$ МВА	1,362
Xл1	ВЛ 220 кВ от БГЭС до отпайки на ПС Куруктачи	$l = 0,6$ км, $X_{\text{уд}} = 0,435$ Ом	0,003
Xл2	ВЛ 220 кВ отпайка на ПС Куруктачи	$l = 1,5$ км, $X_{\text{уд}} = 0,435$ Ом	0,006
XТВ	Трансформатор на ПС Куруктачи	$U_{кв} = 13$ %, $S_{\text{тр}} = 25$ МВА	5,200
Xтс	Трансформатор на ПС Куруктачи	$U_{кс} = -0,5$ %, $S_{\text{тр}} = 25$ МВА	0
Xтн	Трансформатор на ПС Куруктачи	$U_{кн} = 7$ %, $S_{\text{тр}} = 25$ МВА	2,800
XнСН	Нагрузка на СН ПС Куруктачи	$S_{\text{нагр}} = 20$ МВА	15,750
XнНН	Нагрузка на НН ПС Куруктачи	$S_{\text{нагр}} = 1,4$ МВА	24,231
Ег(1-6)	Генератор	—	1,114
Ен	Нагрузка	—	0,85

Проведя эквивалентирование схемы, получим исходные схемы для расчета токов короткого замыкания в каждой из рассматриваемых точек КЗ, схемы показаны на рисунках 6, 7 и 8. Точка К1 – КЗ на стороне ВН, К2 – на стороне СН и К3 – на стороне НН. Подробное эквивалентирование схемы для расчета тока КЗ представлено на втором листе графической части дипломного проекта.

Короткое замыкание в точке К1.

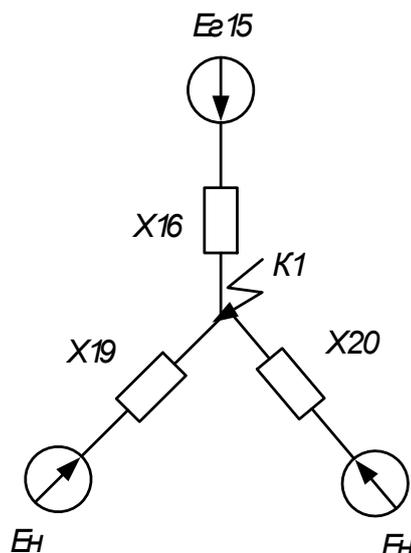


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К1

Короткое замыкание в точке К2.

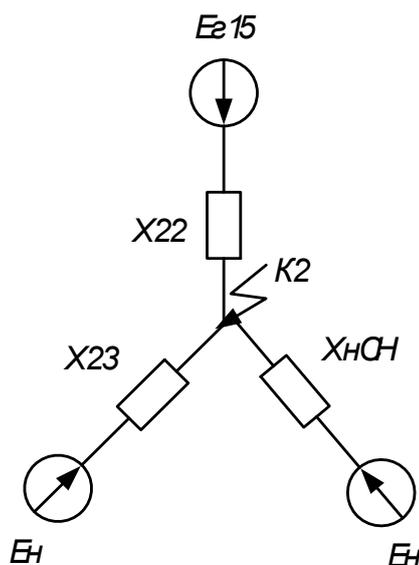


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К2

Короткое замыкание в точке КЗ.

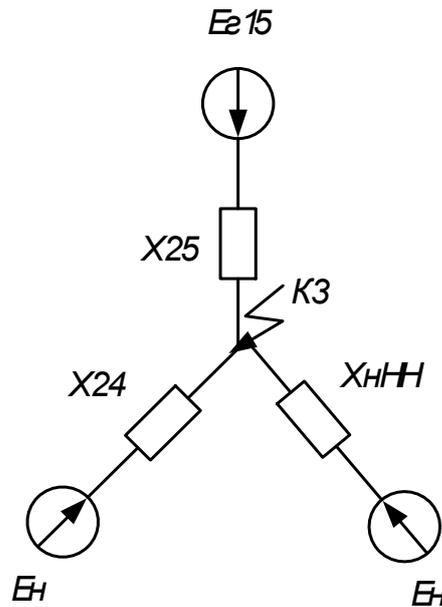


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета КЗ в точке КЗ

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{E}{x} \cdot I_{\sigma}, \quad (28)$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ следует определять как разность мгновенных значений полного тока в момент, предшествующий КЗ, и периодической составляющей тока в начальный момент КЗ. Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует считать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент времени КЗ:

$$i_{ao} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (29)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot k_{уд} , \quad (30)$$

где $k_{уд}$ - ударный коэффициент.

По ГОСТ 27514-87 «Короткие замыкания в электроустановках» из таблицы определяем, что ударный коэффициент $k_{уд} = 1,8$, а постоянная затухания апериодической составляющей тока $T_A = 0,05$ с. (КЗ на присоединении РУ повышенного напряжения подстанции), $k_{уд} = 1,85$ и $T_A = 0,06$ с. (КЗ на присоединении вторичного напряжения подстанции) [8].

Ток двух фазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по}^{(3)} , \quad (31)$$

Последовательность расчета тока короткого замыкания в точке К1, К2 и К3 представлены в приложении А.

Результаты расчетов токов короткого замыкания приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_{A0} , кА	T_a , с
К1	7,730	6,694	19,676	10,931	0,05
К2	7,210	6,244	18,864	10,197	0,06
К3	28,407	24,601	74,321	40,147	0,06

3.2 Разработка подробной однолинейной схемы подстанции

В подробной однолинейной схеме необходимо указать основное электрическое оборудование, установленное на подстанции. К основному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие шины. Все основное оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Подробная од-

нолинейная схема подстанции Куруктачи изображена на третьем листе графической части дипломного проекта.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

3.3 Конструктивное исполнение подстанции Куруктачи

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий, трансформаторов и автотрансформаторов, и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;
- Обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

- Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;
- Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;
- Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности;
- Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт.

Исходя из количества присоединений, на основании работы «Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций» [9], в проекте приняты следующие схемы распределительных устройств:

- ОРУ 220 кВ по схеме «4Н-два блока (линия-трансформатор) с выключателями и автоматической перемычкой со стороны линий. Применение автоматической перемычки обосновано тем, что подстанция питает потребителей первой и второй категории;
- ОРУ 35 кВ по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», применяемая при двух трансформаторах на ПС, каждый из которых присоединен к одной секции шин;
- КРУН 6 кВ по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

Согласно п.1.2.19 ПУЭ электроприёмники 1 категории в нормальном режиме обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания, в качестве таких источников питания в схеме приняты I и II секции шин 35 кВ, I и II секции шин 6 кВ.

3.4 Выбор проверка выключателей

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических

установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания.

В данном дипломном проекте предусматривается установка элегазовых выключателей.

Преимущества элегазовых выключателей:

- Самое главное преимущество элегазовых выключателей заключается в прекрасной изоляции, гашении дуги, физических и химических свойствах газа SF₆;
- Элегаз не воспламеняется, и химически стабилен. Продукты распада газа не взрывоопасны, т.е., отсутствует риск воспламенения и взрыва;
- Наружные элегазовые выключатели просты, относительно недороги, они компактны, и не требуют обслуживания;
- Герметичная конструкция предотвращает загрязнение газа влагой, пылью, песком и т.п. Не требуется дорогостоящей системы сжатого воздуха, как в случае выключателей с воздушной изоляцией.

Выбор выключателей осуществляется по следующим параметрам:

- напряжению установки;
- длительному току;
- по включающей способности;
- по отключающей способности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

3.4.1 Определение тока КЗ в заданный момент времени

В рассматриваемой системе расчет производится с учетом близкого КЗ, относительно проектируемой подстанции, т.к. подстанция находится на незначительном расстоянии от Бурейской ГЭС. Приняв во внимание сказанное, расчеты немного будут отличаться, чем при рассмотрении далекого КЗ. Определим ток генератора, текущий от шин Бурейской ГЭС.

Необходимо определить значение тока КЗ в момент разрыва контактов выключателя. Этот момент определим по выражению:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.б}, \quad (32)$$

где $t_{з.мин}$ – минимальное время срабатывания защиты, принимаем 0,01 с;

$t_{с.б}$ – собственное время отключения, которое принимается по паспортным данным выключателя, принимаем равным 0,04 с.

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Изменению (уменьшению) подвергается часть тока КЗ, идущая от генераторов. Поэтому необходимо определить эту часть.

Для этого рассмотрим рисунок 9 и рассчитаем потенциал в точке N.

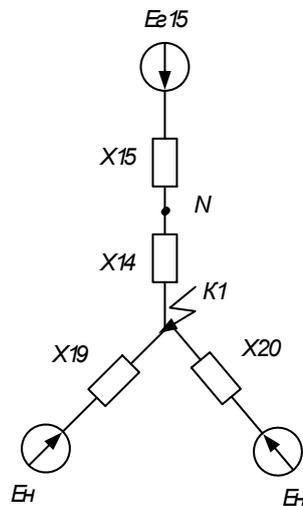


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета потенциала в точке N

При КЗ в точке К1 ее потенциал будет равен нулю, а потенциал в точке N составит:

$$\varphi_N = I_{ПО.К1*}^{(3)} \cdot x14, \quad (33)$$

$$\varphi_N = 3,079 \cdot 0,009 = 0,027.$$

Токи КЗ от генераторов составят в относительных единицах соответственно:

$$I_{Г*} = \frac{E_G - \varphi_N}{x15}, \quad (34)$$

$$I_{Г*} = \frac{1,114 - 0,027}{0,361} = 3,009$$

Определим коэффициент удаленности точки К1 от генераторов:

$$\beta = I_{Г*} \cdot \frac{S_{\sigma} \cdot \cos \varphi}{n \cdot P_{ном}}, \quad (35)$$

где n – количество генераторов;

$P_{ном}$ – номинальная мощность генераторов, МВт

$$\beta = 3,009 \cdot \frac{1000 \cdot 0,9}{6 \cdot 335} = 1,347 < 2,$$

Коэффициент удаленности меньше двух, следовательно, снижение тока генератора во времени не учитываем.

Ток через выключатель при КЗ в точке К1 на момент 0,05 с от начала КЗ составит в именованных единицах:

$$I_{Ит} = I_{Г*} \cdot I_{\sigma 1} = 7,553 \text{ кА.}$$

Необходимо выбрать три выключателя. Принимаем решение об установке элегазовых выключателей колонкового типа с пружинными приводами типа ВЭК-220-40/2000У1. Все три выключателя принимаем одного типа, но проверку производим по наиболее нагруженному выключателю, который находится в перемычке, через него при отказе трансформатора Т1 будет проходить максимальная нагрузка S_{max} и вдобавок транзитная мощность $S_{транз}$, которая равна $0,5 S_{max.зим}$.

Максимальный ток в этом случае будет равен:

$$I_{max.ВН} = \frac{S_{max.зим}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} + \frac{S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (36)$$

$$I_{max.ВН} = \frac{31,7}{\sqrt{3} \cdot 220} + \frac{31,7 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,125 \text{ кА.}$$

Максимальный ток, проходящий по сборным шинам ОРУ – 35 кВ, будет равен максимальному рабочему току трансформатора, то есть такой ток, который может выдать полностью загруженный по мощности трансформатор, в послеаварийном режиме (в работе один трансформатор).

Для того, чтобы избежать износ внутренней изоляции трансформатора при его перегрузке, коэффициент загрузки оставить равным единице ($k_3 = 1,0$), так как принятие коэффициента равным 1,2 может привести к выводу из строя рабочего трансформатора и отключению всех потребителей:

$$I_{max.СН} = \frac{S_{тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (37)$$

$$I_{max.СН} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,412 \text{ кА.}$$

Мощность нижней обмотки трансформатора составляет 50 % от общей мощности, то есть 12,5 МВА. Максимальный рабочий ток, проходящий по ши-

нам от трансформатора до шин КРУН – 10 кВ рассчитывается следующим образом:

$$I_{\max.НН} = \frac{S_{тр.НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, \quad (38)$$

$$I_{\max.НН} = \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1,203 \text{ кА.}$$

а) проверка выключателя по напряжению места установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (39)$$

$U_{уст}=220 \text{ кВ}; U_{ном}=220 \text{ кВ.}$

б) проверка по длительному току:

$$I_{\max.ВН} \leq I_{ном}, \quad (40)$$

$I_{\max.ВН}=125 \text{ А}; I_{ном}=2000 \text{ А.}$

в) проверка на отключающую способность периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{П\tau} \leq I_{отк.ном}, \quad (41)$$

$I_{П\tau}=7,553 \text{ кА}; I_{отк.ном}=40 \text{ кА.}$

г) проверка на отключающую способность апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{а.ном}, \quad (42)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \frac{\beta_H}{100}, \quad (43)$$

где $i_{a\tau}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент времени $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,05$, кА;

β_H – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения (по паспорту $\beta_H = 36\%$);

$I_{отк.ном}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{36}{100} = 20,365 \text{ кА},$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\sigma 1} \cdot I_{Г*} * e^{\left(-\frac{\tau+0,01}{T_{a.станц}}\right)}, \quad (44)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,51 \cdot 3,009 * e^{\left(-\frac{0,05+0,01}{0,32}\right)} = 8,855 \text{ кА},$$

$$8,855 \leq 20,365 \text{ кА}.$$

д) проверка на включающую способность по условиям:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; \quad I_{вкл} \geq I_{ПО.К1}^{(3)}, \quad (45)$$

$$I_{вкл} = 40 \text{ кА}; \quad i_{вкл} = 2,5 \cdot 40 = 100 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 19,676 \text{ кА}; \quad I_{ПО.К1}^{(3)} = 7,73 \text{ кА},$$

условия выполняются.

е) проверка на электродинамическую стойкость по выражениям

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; \quad I_{пр.скв} \geq I_{П\tau}, \quad (46)$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу равен 102 кА;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу составляет 40 кА);

$$i_{уд} = 19,676 \text{ кА}; \quad I_{П\tau} = 7,553 \text{ кА}, \text{ условия выполняются.}$$

ж) проверка на термическую стойкость по выражениям:

$$B_{к.ном} \geq B_к, \quad (47)$$

где $B_к$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля);

$B_{к.ном}$ – тепловой импульс, выдерживаемый выключателем.

$$B_к = (I_{ПО.К1}^{(3)})^2 \cdot (\tau + T_{а.станц}), \quad (48)$$

где $T_{а.станц}$ – находим по таблице из [10, приложение 7, таблица 6.2],

$T_{а.станц} = 0,32$ с.

$$B_к = (7,73)^2 \cdot (0,05 + 0,32) = 22,109 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{к.ном} = (I_T)^2 \cdot (t_T), \quad (49)$$

где I_T – ток термической стойкости выключателя, по каталогу равен 50 кА;

t_T – время термической стойкости, по каталогу равно 3 с.

$$B_{к.ном} = (50)^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \text{ с}, \text{ условие выполняется.}$$

Полученные данные разместим в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выключателя ВЭК–220–40/2000У1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 220$ кВ
$I_{ном} = 2$ кА	$I_{ном} \geq I_{max.ВН}$	$I_{max.ВН} = 0,125$ кА
$I_{отк.ном} = 40$ кА	$I_{отк.ном} \geq I_{П\tau}$	$I_{П\tau} = 7,553$ кА
$i_{а.ном} = 20,365$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{а\tau}$	$i_{а\tau} = 8,855$ кА
$i_{вкл} = 100$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 19,676$ кА

Продолжение таблицы 15		
1	2	3
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{ПО.К1}^{(3)}$	$I_{ПО.К1}^{(3)} = 7,73 \text{ кА}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{П\tau}$	$I_{П\tau} = 7,553 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 19,676 \text{ кА}$
$B_{к.ном} = (I_T)^2 \cdot (t_T) = 7500 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$	$B_{к} = 22,109 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Поскольку паспортные данные выключателя значительно превышают расчетные, делаем вывод о том, что данный вид выключателя может быть использован на данной подстанции.

По такому же принципу выбираем элегазовый выключатель для ОРУ – 35 кВ марки ВГБ–35–12,5/630УХЛ1. Результаты выбора и проверки разместим в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выключателя ВГБ–35–12,5/630У ХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 0,630 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{max.СН}$	$I_{max.СН} = 0,412 \text{ кА}$
$I_{отк.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{ПО.К2}^{(3)}$	$I_{ПО.К2}^{(3)} = 7,210 \text{ кА}$
$i_{а.ном} = 5,657 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{а\tau}$	$i_{а\tau} = 4,432 \text{ кА}$
$i_{вкл} = 31,25 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 18,864 \text{ кА}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{ПО.К2}^{(3)}$	$I_{ПО.К2}^{(3)} = 7,210 \text{ кА}$
$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{ПО.К2}^{(3)}$	$I_{ПО.К2}^{(3)} = 7,210 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} = 35 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 18,864 \text{ кА}$
$B_{к.ном} = (I_T)^2 \cdot (t_T) = 468,75 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$	$B_{к} = 5,718 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Расчеты для выбора выключателя на 35 кВ, основные формулы приведены выше.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \frac{32}{100} = 5,657 \text{ кА},$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,21 \cdot e^{\left(\frac{-0,04+0,01}{0,06}\right)} = 4,432 \text{ кА},$$

$$B_k = 7,21^2 \cdot (0,05 + 0,06) = 5,718 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{к.ном} = (12,5)^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Поскольку паспортные данные выключателя значительно превышают расчетные, делаем вывод о том, что данный вид выключателя может быть использован на данной подстанции.

Выбираем импортный элегазовый выключатель для КРУН – 6 кВ марки LF – 2. Результаты выбора и проверки разместим в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка выключателя LF – 2

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 2 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{max.НН}$	$I_{max.НН} = 1,203 \text{ кА}$
$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{ПО.КЗ}^{(3)}$	$I_{ПО.КЗ}^{(3)} = 28,407 \text{ кА}$
$i_{a.ном} = 11,314 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}$	$i_{a\tau} = 10,590 \text{ кА}$
$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 74,321 \text{ кА}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{ПО.КЗ}^{(3)}$	$I_{ПО.КЗ}^{(3)} = 28,407 \text{ кА}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{ПО.КЗ}^{(3)}$	$I_{ПО.КЗ}^{(3)} = 28,407 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 74,321 \text{ кА}$
$B_{к.ном} = (I_T)^2 \cdot (t_T) = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{к.ном} \geq B_k$	$B_k = 112,974 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Расчеты для выбора выключателя на 6 кВ, основные формулы приведены выше.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{20}{100} = 11,314 \text{ кА},$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 28,407 \cdot e^{\left(\frac{0,07+0,01}{0,06}\right)} = 10,59 \text{ кА},$$

$$B_k = 28,407^2 \cdot (0,08 + 0,06) = 112,974 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{k.ном} = (40)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Поскольку паспортные данные выключателя значительно превышают расчетные, делаем вывод о том, что данный вид выключателя может быть использован на данной подстанции.

3.5 Выбор комплектного распределительного устройства

Поскольку распредустройство 6 кВ должно быть закрытым, то целесообразно использовать готовые ячейки заводского изготовления – комплектные распредустройства (КРУ).

В связи с этим необходимо согласовать тип выключателя с типом КРУ. Целесообразно выбрать такой тип КРУ, который предусматривает широкий выбор совместимых с конструкцией КРУ выключателей.

Этому требованию соответствует КРУН К-59 производства Самарской группы компаний «Электрощит», конструкция которого совместима с выбранным выключателем LF – 2.

Через вводные выключатели в КРУ проходит наибольший ток:

$$I_{\max.НН} = \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1,203 \text{ кА}.$$

Результаты проверки КРУН К-59 представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка КРУН К – 59

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{нн}$	$U_{нн} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном.сш} = 1,6 \text{ кА}$	$I_{ном.сш} \geq I_{max.нн}$	$I_{max.нн} = 1,203 \text{ кА}$
$I_{ном.глав.цепей} = 2 \text{ кА}$	$I_{ном.глав.цепей} \geq I_{max.нн}$	$I_{max.нн} = 1,056 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_K$	$B_K = 112,974 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{удз}$	$i_{удз} = 74,321 \text{ кА}$

Величина теплового импульса:

$$B_K = 28,407^2 \cdot (0,08 + 0,06) = 112,974 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к.ном} = (31,5)^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

3.6 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителями создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Для ОРУ – 220 кВ выбираем два разъединителя, в зависимости от количества заземляющих ножей, марок РДЗ.1–220/1000УХЛ1 и РДЗ.2–220/1000УХЛ1. Проверка разъединителей представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка разъединителей РДЗ.1–220/1000УХЛ1 и РДЗ.2–220/1000УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{вн}$	$U_{вн} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{max.вн}$	$I_{max.вн} = 0,125 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд1}$	$i_{уд1} = 19,676 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_K$	$B_K = 22,109 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для ОРУ – 35 кВ выбираем два разъединителя, в зависимости от количества заземляющих ножей, марок РНДЗ.1–35/1000ХЛ1 и РНДЗ.2–35/1000ХЛ1. Проверка разъединителей представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка разъединителей РНДЗ.1–35/1000ХЛ1 и РНДЗ.2–35/1000ХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сн}}$	$U_{\text{сн}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max.сн}}$	$I_{\text{max.сн}} = 0,412 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд2}}$	$i_{\text{уд2}} = 18,864 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 5,718 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В ячейках ввода на секции, в ячейках секционного выключателя, в ячейках отходящих фидеров и в ячейках для защиты ТСН будут установлены разъединители типа РВФ-6/2000 ПУЗ.

Проверка разъединителей представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка разъединителей РВФ-6/2000 ПУЗ

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нн}}$	$U_{\text{нн}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max.нн}}$	$I_{\text{max.нн}} = 1,203 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд3}}$	$i_{\text{уд3}} = 74,321 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 112,974 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.7 Выбор и проверка ошиновки

При проектировании сборных шин и токоведущих частей ОРУ – 220 кВ и ОРУ – 35кВ, согласно ПУЭ, проверка не ведётся на:

- 1) термическое действие тока КЗ, так как шины и токопроводы выполнены голыми проводами на открытом воздухе;
- 2) электродинамическое действие тока КЗ, так как действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ меньше 20 кА.

Проверка будет выполняться только по условию короны и допустимому току.

3.7.1 Выбор сборных шин 220 кВ

Максимальный ток, проходящий по сборным шинам:

$$I_{\max} = I_{\text{норм}} = 125 \text{ A}, \quad (50)$$

Выбираем провод по таблице 7.35 [11], марки АС–240/56 со следующими параметрами:

- 1) номинальное сечение $q = 241 \text{ мм}^2$;
- 2) диаметр провода $d = 22,4 \text{ мм}$;
- 3) допустимый продолжительный ток (вне помещений) $I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$;

Расстояние между соседними фазами (D) для напряжения 220 кВ составляет 400 см. Расстояние при горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (51)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см},$$

Начальная критическая напряжённость:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (52)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}} \right) = 31,866 \text{ кВ / см},$$

Напряжённость вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)}, \quad (53)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,12 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,12}\right)} = 26,208 \text{ кВ / см},$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (54)$$

$$1,07 \cdot 26,208 \leq 0,9 \cdot 31,866,$$

$$28,073 \leq 28,679.$$

Условие выполняется, провод принимается к установке.

Проверка по допустимому току:

$$I_{нав} = I_{max} \cdot 2 = 250 \text{ А}, \quad (55)$$

По условию $I_{дон} \geq I_{нав}; 610 \geq 250 \text{ А}$, условие выполняется.

3.7.2 Выбор токоведущих частей 220 кВ

От ОРУ – 220 до трансформатора токоведущая часть выполнена гибкими проводами. Согласно ПУЭ минимальное сечение гибкого провода по условиям короны равно: при напряжении 110 кВ – 70 мм²; 150 кВ – 120 мм² и при напряжении 220 кВ – 240 мм².

Сечение провода выбирается по экономической плотности тока ($j_{э} = 1,1 \text{ А/мм}^2$):

$$q_{э} = \frac{I_{норм}}{j_{э}}, \quad (56)$$

$$q_3 = \frac{125}{1,1} = 114 \text{ мм}^2.$$

Выбираем для токоведущей части аналогичный провод марки АС–240/56.

3.7.3 Выбор сборных шин 35 кВ

Максимальный ток, проходящий по сборным шинам:

$$I_{\text{max.СН}} = \frac{31,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 261 \text{ А},$$

Выбираем провод по таблице 7.35 [2], марки АС–300/39 со следующими параметрами:

- | | |
|---|------------------------------------|
| 1) номинальное сечение | $q = 301 \text{ мм}^2$; |
| 2) диаметр провода | $d = 24 \text{ мм}$; |
| 3) допустимый продолжительный ток (вне помещений) | $I_{\text{доп}} = 710 \text{ А}$; |

Расстояние между соседними фазами (D) для напряжения 35 кВ составляет 200 см. Расстояние при горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 200 = 252 \text{ см},$$

Начальная критическая напряжённость:

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

Напряжённость вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{1,2 \cdot \lg \left(\frac{252}{1,2} \right)} = 4,446 \text{ кВ/см},$$

$$1,07 \cdot 4,446 \leq 0,9 \cdot 31,628,$$

$$4,757 \leq 28,465.$$

Условие выполняется, провод принимается к установке.

Проверка по допустимому току:

$$I_{нав} = I_{max} \cdot 2 = 522 \text{ A},$$

По условию $I_{дон} \geq I_{нав}; 710 \geq 522 \text{ A}$, условие выполняется.

3.7.4 Выбор токоведущих частей 35 кВ

От трансформатора до ОРУ – 35 кВ токоведущая часть выполнена гибкими проводами.

Сечение провода выбирается по экономической плотности тока ($j_{э} = 1,1 \text{ A/мм}^2$):

$$q_{э} = \frac{261}{1,1} = 237 \text{ мм}^2.$$

Выбираем для токоведущей части аналогичный провод марки АС–300/39, по два провода в фазе.

Расчет жесткой ошиновки для КРУН-10 представлен в приложении Б.

3.8 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току (на расчетный период времени). Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности (для присоединения счетчиков – 0,5) и проверяются по динамической устойчивости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке Z_{2P} .

Прежде чем приступить к выбору трансформатору тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включённых во вторичную

цепь, иметь данные о длине и типе измерительного (контрольного) кабеля и сопротивлении контактов, для обеспечения заданного класса точности.

Таблица 22 – Мощность, потребляемая приборами контроля и учета

№	Прибор	Нагрузка на фазу, ВА			Тип прибора
		А	В	С	
1	Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА3020-5
2	Ваттметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
3	Варметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
3	Счетчик ватт часов	0,1	0,1	0,1	ЕС7020
4	Счетчик вольт ампер часов реактивный	0,1	0,1	0,1	RD-31
Итого		1,7	1,7	1,7	

Для подключения приборов контроля учета к шинам 220 кВ подстанции Куруктачи используем трансформатор тока марки ТОГФ–220 УХЛ1.

Таблица 23 – Выбор трансформатора тока 220 кВ ТОГФ–220 УХЛ1

№	Условия выбора	Справочные данные трансформатора тока ТОГФ–220 УХЛ1	Расчетные данные
1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 220$ кВ $U_{наиб} = 252$ кВ	$U_{сети} = 220$ кВ
2	$I_{Рмах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 300$ А	$I_{Рмах} = 125$ А
3	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 160$ кА	$i_{уд} = 19,676$ кА
4	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3969$ кА ² с	$B_k = 22,109$ кА ² с

Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности необходимо выполнение условия:

$$Z_{2НОМ} \geq Z_{приб} + Z_{пров} + Z_k \quad (57)$$

где $Z_k = 0,1$ Ом – сопротивление переходных контактов;

$Z_{приб}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток

приборов;

$Z_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_{\text{н}}^2} \quad (58)$$

где $\sum S$ – суммарная мощность, потребляемая приборами в самой нагруженной фазе, В·А;

$I_{\text{н}} = 5 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока.

$$Z_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом.}$$

Зная $Z_{\text{приб}}$ можно определить сечение соединительных проводов по выражению:

$$Z_{\text{пров}} = Z_{\text{ном2}} - Z_{\text{к}} - Z_{\text{приб}} \quad (59)$$

$$Z_{\text{пров}} = 2 - 0,1 - 0,068 = 1,832 \text{ Ом}$$

Выберем сечение провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.}}}{Z_{\text{пров}}} \quad (60)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Для проводов с алюминиевыми жилами 0,0289 Ом/км;

$l_{\text{расч}}$ – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец, принимается равным 100 м.

$$S = \frac{0,0289 \cdot 100}{1,832} = 1,6 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый кабель со стандартным сечением 2,5 мм².

По данным расчетам видно, что трансформатор тока ТОГФ–220 УХЛ1 проходит по всем параметрам и работает в заданном классе точности.

Выберем трансформатор тока для подключения приборов контроля и учета на шинах 35 кВ

Таблица 24 – Выбор трансформатора тока 35 кВ ТРГ-35 УХЛ1

№	Условия выбора	Справочные данные трансформатора тока ТРГ-35 УХЛ1	Расчетные данные
1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $U_{наиб} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$
2	$I_{Рмах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{Рмах} = 412 \text{ А}$
3	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,864 \text{ кА}$
4	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 5,718 \text{ кА}^2 \text{ с}$

$$Z_{приб} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом.}$$

$$Z_{пров} = 2 - 0,1 - 0,068 = 1,832 \text{ Ом}$$

$$S = \frac{0,0289 \cdot 60}{1,832} = 0,95 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый кабель со стандартным сечением 2,5 мм².

По данным расчетам видно, что трансформатор тока ТРГ-35 УХЛ1 проходит по всем параметрам и работает в заданном классе точности.

Выберем трансформатор тока для подключения приборов контроля и учета на шинах 10 кВ.

Таблица 25 – Выбор трансформатора тока 10 кВ ТВК-10 У3

№	Условия выбора	Справочные данные трансформатора тока ТВК-10 У3	Расчетные данные
1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $U_{наиб} = 12 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$
2	$I_{Рмах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{Рмах} = 1203 \text{ А}$
3	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 76,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 74,321 \text{ кА}$
4	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 900 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 112,974 \text{ кА}^2 \text{ с}$

$$Z_{приб} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{пров}} = 2 - 0,1 - 0,068 = 1,832 \text{ Ом}$$

$$S = \frac{0,0289 \cdot 30}{1,832} = 0,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый кабель со стандартным сечением 2,5 мм².

По данным расчетам видно, что трансформатор тока ТВК-10 У3 проходит по всем параметрам и работает в заданном классе точности.

3.9 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения от первичных цепей до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- По напряжению сети;
- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}} \tag{61}$$

где $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\Sigma}$ – суммарная нагрузка всех измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, В·А.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} \tag{62}$$

Приборы, подключаемые к трансформатору напряжения 220 Кв представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Мощность приборов подключаемых к трансформаторам напряжения 220 и 35 кВ

Прибор	Тип прибора	S _{обм} , ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Варметр	CP3020	1.5	2	1	0	2	3	-
Вольтметр	CB3020	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	CP3020	1.5	2	1	0	2	3	-
Счетчик ватт часов	EC7020	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик вольт ампер часов реактивный	RD-31	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Итого:							20	29,2

Мощность приборов в классе 0.5, подключенных к трансформатору напряжения на стороне 220 кВ, ВА:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{20^2 + 29,2^2} = 35,4 \text{ ВА}$$

Выбираем и принимаем к установке элегазовый антирезонансный трансформатор напряжения марки ЗНГ – 220ХЛ1.

Таблица 27 – Проверка ТН марки ЗНГ – 220ХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
Класс точности	0,5	0,5
U _{ном} = 220 кВ	U _{ном} ≥ U _{ВН}	U _{ВН} = 220 кВ
S _{2ном} = 1000 ВА	S _{2ном} ≥ S _{2р}	S _{2Σ} = 35,4 ВА

Таблица 28 – Проверка ТН марки ЗНОМ – 35-72У1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
Класс точности	0,5	0,5
U _{ном1} = 35 кВ	U _{ном} ≥ U _{ВН}	U _{СН} = 35 кВ
S _{2ном} = 3x150=450 ВА	S _{2ном} ≥ S _{2р}	S _{2Σ} = 35,4 ВА

Таблица 29 – Мощность приборов подключаемых к трансформаторам напряжения 6 кВ

Прибор	Тип прибора	$S_{обм},$ ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Варметр	CP3020	1.5	2	1	0	1	3	-
Вольтметр	CB3020	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	CP3020	1.5	2	1	0	1	3	-
Счетчик ватт часов	EC7020	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик вольт ампер часов реактивный	RD-31	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Итого:							20	29,2

Таблица 30 – Проверка ТН марки ЗНОЛ.06 – 6УЗ

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
Класс точности	0,5	0,5
$U_{ном1} = 6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{ВН}$	$U_{СН} = 6$ кВ
$S_{2ном} = 3 \times 50 = 150$ ВА	$S_{2ном} \geq S_{2р}$	$S_{2\Sigma} = 35,4$ ВА

3.10 Выбор и проверка ТСН

В состав потребителей собственных (СН) нужд подстанции входят электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов коммутационной аппаратуры, шкафов комплектных распределительных устройств (КРУН), приборов учета, а также освещение подстанции. Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение.

Собственные нужды подстанции относятся к потребителям первой категории и должны обеспечиваться питанием от двух взаимно резервируемых источников, данное требование обеспечивается за счет питания от двух взаиморезервирующих силовых трансформаторов и применения I и II секций шин. Мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ.

Расчетная мощность нагрузки СН $S_{РАСЧ} = 102$ кВА.

Расчетную мощность ТСН определяем как

$$S_p = \frac{S_{РАСЧ}}{K_{II}}, \quad (63)$$

где S_p - расчетная мощность ТСН;

$K_{II} = 1,4$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

$$S_p = \frac{102}{1.4} = 73 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

На ПС устанавливаются два трансформатора собственных нужд (СН) напряжением 6/0,4 кВ мощностью по 160 кВА типа ТСЗ-160-6/0,4.

3.11 Выбор и проверка ОПН

Защита силовых трансформаторов и остального оборудования подстанции от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, осуществляется согласно п.4.2.133 ПУЭ [2] соответствующими ограничителями перенапряжений (ОПН).

В дипломном проекте ОПН, согласно типовой схеме, устанавливаются на высокую, среднюю и низшую сторону трансформатора, а также на трансформаторы напряжения КРУН.

На стороне высшего напряжения трансформатора и шин ОРУ – 220 кВ выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-220/154/10/550УХЛ1. На стороне среднего напряжения подстанции устанавливаем ОПН-35/40,5/10/400УХЛ1 и на стороне низшего напряжения подстанции – ОПН-6/7,2/10/400УХЛ1. Характеристики ОПН представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Характеристики ОПН

Тип ОПН	ОПН-220УХЛ1	ОПН-35УХЛ1	ОПН-6УХЛ1
1	2	3	4
Класс напряжения сети, кВ	220	35	6

Продолжение таблицы 31			
1	2	3	4
Номинальное напряжение ОПН, кВ	192	51	9
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	154	40,5	7,2
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10	10
Остающееся напряжение при импульсном токе 30/60 мкс с амплитудой 1000 А, кВ, не более	405	103,9	18,5
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 20 кА, кВ, не более	527	139,4	24,3
Пропускная способность: 20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А	550	400	400
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ, не менее	1000	210	34
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	570	81	14,4

Проверка ОПН:

1. По наибольшему длительно допустимому напряжению

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования.

$$U_{н.д} \geq 1,15 \cdot \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}}, \quad (64)$$

$$154 \geq 1,15 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 146 \text{ кВ, условие выполняется;}$$

$$40,5 \geq 1,15 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 23 \text{ кВ, условие выполняется;}$$

$$7,2 \geq 1,15 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} = 4 \text{ кВ, условие выполняется.}$$

2. Если для выбранного ОПН остающееся напряжение при расчетном грозовом токе (форма 8/20 мкс) составляет не более чем 0.9 от U грозových перенапряжений, то выбор ОПН произведен правильно.

$$U_{OCT.8/20} < 0.9 \cdot U_{ГР.И}, \quad (65)$$

$$527 < 0.9 \cdot 1000 = 900 \text{ кВ, условие выполняется;}$$

$$139,4 < 0.9 \cdot 210 = 189 \text{ кВ, условие выполняется;}$$

$$24,3 < 0.9 \cdot 34 = 30,6 \text{ кВ, условие выполняется.}$$

Все представленные выше ОПН выбраны верно.

3.12 Разработка заземления и молниезащиты подстанции Куруктачи

3.12.1 Конструктивное исполнение заземления ПС Куруктачи и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением, из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0.5 \text{ Ом}$.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Полный расчет сетки заземления приведен в приложении Е.

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S=(A+2\cdot 1,5)\cdot (B+2\cdot 1,5), \quad (66)$$

$$S=(74+2\cdot 1,5)\cdot (36+2\cdot 1,5) = 3003 \text{ м}^2$$

где A – длина территории ОРУ, м;

B – ширина территории ОРУ, м.

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности. Диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2 = 78,5 \text{ мм}^2 \quad (67)$$

где R – радиус горизонтальных прутков.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (68)$$

где I_{K3} – ток короткого замыкания, А;

t_{C3} – время срабатывания релейной защиты, 0,2 с;

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

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{7730^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 37,719 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (69)$$

$$S_{CP} = a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0, \quad (70)$$

где T – время использования заземлителя, мес.;

a_1, a_2, a_3, a_0 – коэффициенты зависящие от грунта.

$$S_{CP} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,003 \cdot \ln(240)^2 - 0,041 \cdot \ln(240) + 0,243 = 0,932 \text{ мм}^2,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,932 \cdot (10 + 0,932) = 31,975 \text{ мм}^2$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{M.П} \geq F_{KOP} + F_{T.C}, \quad (71)$$

$$78,5 \geq 31,975 + 37,719 = 69,694 \text{ мм}^2.$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_2 = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) = 912 \text{ м.} \quad (72)$$

где a_q - расстояние между полосами сетки, принимаем 6 м.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны \sqrt{S} . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (73)$$

$$m = \frac{912}{2\sqrt{3003}} - 1 = 7,321, \text{ принимаем } 8.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 986,393 \text{ м} \quad (74)$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (75)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равно 12 м;
 l_B – длина вертикальных электродов, 5 м.

$$n_B = \frac{4\sqrt{3003}}{\frac{12}{5} \cdot 5} = 18,267, \text{ принимаем } 19.$$

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (76)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,091.

$$R_{CT1} = 30 \cdot \left(\frac{0,091}{\sqrt{3003}} + \frac{1}{986,393 + 19 \cdot 5} \right) = 0,078 \text{ Ом},$$

$$R_{CT1} = 20,69 \cdot \left(\frac{0,091}{\sqrt{3003}} + \frac{1}{986,393 + 19 \cdot 5} \right) = 0,053 \text{ Ом}.$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитывается импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (77)$$

где I_M – ток молнии, 55 кА.

$$\alpha_{II1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3003}}{(30 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,532,$$

$$\alpha_{И1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3003}}{(20,69 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,553.$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{И1} = R_{СТ} \cdot \alpha_{И1}, \quad (78)$$

$$R_{И1} = 0,078 \cdot 1,532 = 0,119 \text{ Ом},$$

$$R_{И2} = 0,053 \cdot 1,553 = 0,08 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-220 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления подстанции Куркучачи приведен на четвертом листе графической части дипломного проекта.

3.12.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах.

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (79)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м}$$

где h – высота молниеотводов, 25 м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 26,3 \text{ м}, \quad (80)$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L \leq 2 \cdot h$, $r_{c.0} = r_0$ м, расстояние между молниеотводами 1-2 $L=37$ м.

$$r_{c,0} = r_0 = 26,3 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{cг} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (81)$$

$$h_{cг} = 21,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (37 - 25) = 19,1 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{cх} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cг} - h_x}{h_{cг}} \right), \quad (82)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, 11 м;

$$r_{cх} = 26,3 \cdot \left(\frac{19,1 - 11}{19,1} \right) = 11,1 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) = 12,7 \text{ м,} \quad (83)$$

Расчет зон защиты стержневых молниеотводов приведен в приложении Е, а результаты расчета в таблице 32.

Таблица 32 - Зоны защиты молниеотводов ПС Куруктачи

Молниеотвод		h,м	h _{эф} ,м	L,м	h _x	h _{cг} ,м	r _{c0} ,м	r _{cх} , м
1	2	25	21,3	37	11	19,1	26,3	11,1
2	3	25	21,3	23	11	21,6	26,3	12,9
3	4	25	21,3	37	11	19,1	26,3	11,1
2	3	25	21,3	23	11	21,6	26,3	12,9

План подстанции с указанием мест установки молниеотводов приведен на четвертом листе графической части дипломного проекта.

Как видно по плану система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 11 метров все элементы ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты.

3.13 Реконструкция ВЛ при включении ПС Куруктачи

Реконструкция ВЛ 220 кВ БГЭС-ПС Талакан выполняется с целью подключения отпайкой подстанции Куруктачи. Начальным пунктом трассы отвления ВЛ 220 кВ является вновь устанавливаемая опора в существующую ВЛ 220 кВ БГЭС-ПС Талакан 1.2, конечным – приемный портал ОРУ 220 кВ ПС Куруктачи. Трасса ВЛ 220 кВ на своем протяжении пересекает ВЛ 220 кВ БГЭС-ПС Завитинская, автодорогу пос.Талакан-БГЭС.

4 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ 220 КВ, ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИЮ КУРУКТАЧИ

4.1 Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки на провода учитывают механические силы от веса провода и гололедных образований, а также давления ветра на провода без гололеда или с гололедом. Удельные нагрузки относятся к единице поперечного сечения провода и применяют во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных. Подробный расчет механических нагрузок провода и грозотроса приведен в приложении В.

а) Нагрузка от массы провода определяется по формуле

$$\gamma_1 = \frac{p_1}{F_p}, \quad (84)$$

где p_1 – единичная нагрузка от массы провода 0,921 даН/м;

F_p – расчетное (действительное) сечение всего провода, которое равно сумме алюминиевой и стальной части. Для провода АС 240/32 равно 275,7 мм².

$$\gamma_1 = \frac{0,921}{275,7} = 3,341 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м*мм}^2.$$

б) Нагрузка от массы гололеда определяется по формуле

$$\gamma_2 = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot c \cdot (d + c) \cdot 10^{-3}}{F_p}, \quad (85)$$

где c – толщина стенки гололеда, мм;

d – диаметр провода, мм.

$$\gamma_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (21,6 + 20) \cdot 10^{-3} = 8,533 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м*мм}^2.$$

в) нагрузка от массы провода с гололедом определяется по формуле:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \quad (86)$$

$$\gamma_3 = 3,341 \cdot 10^{-3} + 8,533 \cdot 10^{-3} = 0,012 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

г) Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда определяется по формуле:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x \cdot q_{\max} \cdot d}{F_p} \cdot 10^{-3}, \quad (87)$$

где a – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимается в зависимости от скоростного напора ветра. Принимаем согласно III району по ветру, определяем по таблице 1-3 [13] $q_{\max} = 50$ даН/м², $a = 0,783$;

C_x – аэродинамический коэффициент, для проводов с диаметром больше 20 мм, а также для всех проводов, покрытых гололедом принимаем 1,1.

$$\gamma_4 = \frac{0,783 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 21,6}{275,7} \cdot 10^{-3} = 3,374 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

д) Нагрузка от давления ветра на провод с гололедом определяется по формуле:

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2c)}{F_p} \cdot 10^{-3}, \quad (88)$$

$$\gamma_5 = \frac{1 \cdot 1,1 \cdot 0,25 \cdot 50 \cdot (21,6 + 2 \cdot 20)}{275,7} \cdot 10^{-3} = 3,072 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

е) Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод без гололеда определяется по формуле:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad (89)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(3,341 \cdot 10^{-3})^2 + (3,374 \cdot 10^{-3})^2} = 4,748 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м*мм}^2.$$

ж) Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра определяется по формуле:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}, \quad (90)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{(12 \cdot 10^{-3})^2 + (3,072 \cdot 10^{-3})^2} = 12 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м*мм}^2.$$

4.2 Определение значений габаритного, ветрового и весового пролетов линии электропередачи

В случае применения на линиях электропередачи опор, изготавливаемых по индивидуальным проектам, возникает необходимость определения значений габаритного, весового и ветрового пролетов, используемых для вычисления вертикальных и горизонтальных нагрузок, воздействующих на конструкцию опоры. Габаритный пролет – это такой длины пролет, при котором соблюдается допустимый габарит от нижней точки провода до земли.

Определим габаритную стрелу провеса провода:

$$f_{габ} = h^n - \lambda - h_{дон}, \quad (91)$$

где h^n – высота расположения нижней траверсы над уровнем земли, для линий 220 кВ принимаем 26 м;

λ – длина гирлянды изоляторов, принимаем 2 м;

$h_{дон}$ – допустимое расстояние (габарит) от нижней точки провода в пролете до земли, принимаем 7 м;

$$f_{габ} = 26 - 2 - 7 = 17 \text{ м.}$$

Критическая температура определяется по формуле:

$$t_{кр} = -5 + \frac{\beta}{\alpha} \cdot \sigma_r \cdot \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right), \quad (92)$$

где β – коэффициент упругого удлинения провода, $\beta = \frac{1}{E} = 1,212 \cdot 10^{-4}$ даН/мм²;

α – коэффициент температурного расширения провода, равный $19,2 \cdot 10^{-6}$ 1/0С;

σ_{Γ} – допустимое напряжение в материале провода при наибольшей нагрузке, равняется 12,2 даН/мм²;

E – модуль упругости сталеалюминиевого провода, равный $8,25 \cdot 10^3$ даН/мм²;

$$t_{кр} = -5 + \frac{1,212 \cdot 10^{-4}}{19,2 \cdot 10^{-6}} \cdot 12,2 \cdot \left(1 - \frac{3,341 \cdot 10^{-3}}{0,012}\right) = 50,35 \text{ 0С};$$

Если максимальная температура воздуха меньше критической, то наибольшая стрела провеса провода имеет место при наибольшей нагрузке. Если максимальная температура воздуха больше критической, то наибольшая стрела провеса имеет место при максимальной температуре.

Длина габаритного пролета определяется по формуле:

$$l_{ГAB} = \sqrt{\frac{-b + \sqrt{b^2 + 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}}, \quad (93)$$

$$b = \frac{\alpha}{\beta} \cdot (t_{\max} + 5) - \sigma_{\Gamma} = -4,914 \text{ даН/мм}^2, \quad (94)$$

$$a = \frac{\gamma_1}{8 \cdot f_{заб}} + \frac{\gamma_3}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2 \cdot \beta} = 3,501 \cdot 10^{-4} \text{ даН/(м}^2 \cdot \text{мм}^2), \quad (95)$$

$$c = \frac{8}{3} \cdot \frac{f_{заб}^2}{\beta} = 6,358 \cdot 10^6 \text{ даН/мм}^2, \quad (96)$$

$$l_{ГAB} = \sqrt{\frac{-(-4,914) + \sqrt{(-4,914)^2 + 4 \cdot 3,501 \cdot 10^{-4} \cdot 6,358 \cdot 10^6}}{2 \cdot 3,501 \cdot 10^{-4}}} = 376,766 \text{ м.}$$

Ветровым пролетом промежуточной опоры называется длина пролета, соответствующая горизонтальной ветровой нагрузке на провода двух смежных

полупролетов. В качестве первого приближения ветровой пролет можно принять равным габаритному пролету:

$$l_{\text{ВЕТР}} = l_{\text{ГАБ}} = 376,766 \text{ м.}$$

Весовым пролетом промежуточной опоры называется длина пролета, соответствующая вертикальной нагрузке (от собственного веса и веса гололеда) на провода двух смежных полупролетов. В качестве приближенного решения может быть принято, что длина весового пролета равна 1,25 от длины габаритного пролета:

$$l_{\text{ВЕС}} = 1,25 \cdot l_{\text{ГАБ}} = 470,957 \text{ м.}$$

Длина провода в габаритном пролете определяется по формуле:

$$l_{\text{ПР.ГАБ}} = l_{\text{ГАБ}} + \frac{8}{3} \cdot \frac{f_{\text{габ}}^2}{l_{\text{ГАБ}}}, \quad (97)$$

$$l_{\text{ПР.ГАБ}} = 376,766 + \frac{8}{3} \cdot \frac{17^2}{376,766} = 378,811 \text{ м.}$$

4.3 Определение критических пролетов воздушной линии

При расчетах проводов принимаются такие сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провеса в других. Эти условия принимаются за исходные, по которым можно определить состояние провода при любых других условиях. При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами должны существовать три критических пролета, соответствующих граничным условиям этих режимов.

Критические пролеты рассчитываются по формулам:

$$l_{1кр} = \frac{4,38 \cdot \sigma_{\Gamma}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{a \cdot E \cdot (t_0 - t_{\min}) - 0,333 \cdot \sigma_{\Gamma}}{E}}, \quad (98)$$

$$l_{2кр} = 4,9 \cdot \sigma_{\Gamma} \cdot \sqrt{\frac{a \cdot (t - t_{\min})}{\gamma_7^2 - \gamma_1^2}}, \quad (99)$$

$$l_{3кр} = \frac{4,9 \cdot \sigma_{\Gamma}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot \sigma_{\Gamma} + a \cdot E \cdot (t - t_0)}{E \cdot \left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - 2,25}}, \quad (100)$$

где $t_0 = 0 \text{ оС}$; $t_{\min} = -40 \text{ оС}$; $t = -5 \text{ оС}$; $t_{\max} = +40 \text{ оС}$.

$$l_{1кр} = \frac{4,38 \cdot 12,2}{3,341 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{1,92 \cdot 10^{-5} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (0 - (-40)) - 0,333 \cdot 12,2}{8,25 \cdot 10^3}} = 265,535 \text{ м},$$

$$l_{2кр} = 4,9 \cdot 12,2 \cdot \sqrt{\frac{1,92 \cdot 10^{-5} \cdot (-5 - (-40))}{(0,12)^2 - (3,341 \cdot 10^{-3})^2}} = 131,324 \text{ м},$$

$$l_{3кр} = \frac{4,9 \cdot 12,2}{3,341 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot 12,2 + 1,92 \cdot 10^{-5} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5 - 0)}{8,25 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{0,012}{3,341 \cdot 10^{-3}}\right)^2 - 2,25}} = 106,332 \text{ м},$$

Так как $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$, то физический смысл имеет только $l_{2кр}$, и $l_{расч} > l_{2кр}$, то исходный режим – режим максимальных нагрузок и расчетное уравнение имеет вид:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0), \quad (101)$$

4.3.1 Систематический расчет провода

В расчетах монометаллических и сталеалюминовых проводов обычно принимают режимы, указанные в таблице 33.

Таблица 33 – Режимы расчета проводов

Расчет режима	Условные сочетания климатических условий	Номера нагрузок (γ)	σ , даН/мм ²	f, м
I.	Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5$ °С, скоростной напор ветра q_{\max}	7	12,200	20,105
II.	Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5$ °С, ветра нет ($q = 0$)	3	11,848	20,042
III.	Скоростной напор ветра q_{\max} , $t = -5$ °С, гололеда нет	6	5,059	18,770
IV.	Среднегодовая температура t_3 , ветра и гололеда нет	1	3,585	18,636
V.	$t = +15$ °С, ветра и гололеда нет	1	3,502	19,078
VI.	Низшая температура t_{\min} , ветра и гололеда нет	1	3,838	17,408
VII.	Максимальная температура t_{\max} , ветра и гололеда нет	1	3,370	19,825

4.4 Выбор типов изоляторов и линейной арматуры

Поддерживающие гирлянды воспринимают нагрузку от веса провода и от собственного веса. Поэтому выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянды в нормальном режиме производится по коэффициенту запаса n_1 , при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда.

$$n_1 = \frac{P}{(p_7 l_{\text{вес}} + G_T)} \geq 2,7 \quad (102)$$

$$n_2 = \frac{P}{(p_1 l_{\text{вес}} + G_T)} \geq 5,0 \quad (103)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, даН;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, даН/м;

$l_{\text{вес}}$ – весовой пролет, из расчетов приведенных выше, принимаем 470,957 м;

G_T – вес гирлянды, даН.

Т. к. точный вес гирлянды до выбора типа изоляторов неизвестен, то можно принять:

$$G_{Г} = 80 \text{ даН для ВЛ 220 кВ};$$

Подробный расчет представлен в приложении В.

При расчетах пользуются формулами:

$$2,7(p_7 l_{\text{вес}} + G_{Г}) \leq P, \quad (104)$$

$$5(p_1 l_{\text{вес}} + G_{Г}) \leq P, \quad (105)$$

$$2,7 \cdot (3,381 \cdot 470,957 + 80) = 4516 \text{ даН} < 6000 \text{ даН};$$

$$5 \cdot (0,921 \cdot 470,957 + 80) = 2569 \text{ даН} < 6000 \text{ даН}.$$

Подстанция находится в зоне со II степенью загрязнения атмосферы. Согласно Р.Д 34.51.101-90 «Инструкции по выбору изоляции электроустановок», для данной зоны выбираем поддерживающие тарельчатые изоляторы типа ПС70Е, представленные на рисунке 10. Для напряжения 220 кВ устанавливаем по 15 изоляторов в гирлянде данного типа, с гарантированной электромеханической нагрузкой 6000 даН. Поддерживающий зажим глухой.

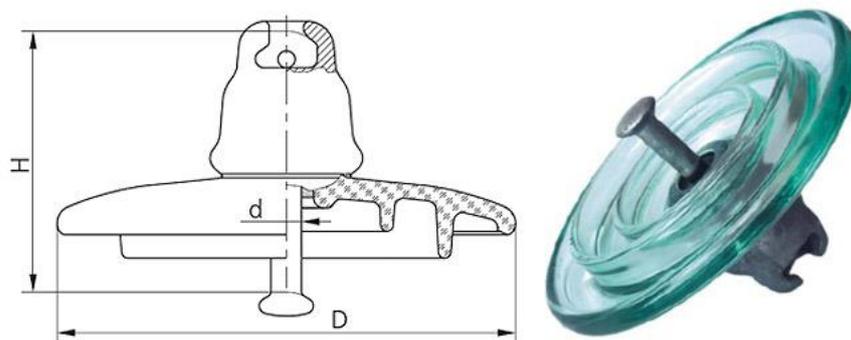


Рисунок 10 – Изолятор типа ПС70Е

Изоляторы типа ПС70Е предназначены для изоляции и крепления проводов и грозозащитных тросов на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи, в распределительных устройствах электростанций и подстанций переменного то-

ка напряжением свыше 1000 В и частотой до 100 Гц. Эксплуатируются при температуре окружающего воздуха от - 60 до + 50 °С.

Выбираем арматуру с гарантированной прочностью 6000 даН, для крепления изоляторов:

- Серьга – СРС-7-16;
- Полимерный изолятор – ПС70Е;
- Ушко – У1-7-16;
- Поддерживающий зажим – НБ-2-6А;
- Промежуточное звено – ПРТ-7-1.

Расположение крепежной арматуры для изолятора ПС70Е представлено на рисунке 11:

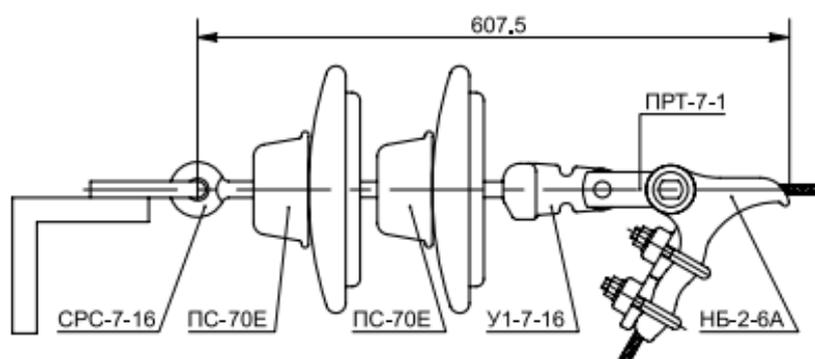


Рисунок 11 – Расположение крепежной арматуры для изолятора ПС70Е

Выбор типа изоляторов для натяжных гирлянд, воспринимающих нагрузку от тяжения провода и собственного веса гирлянды, производится по формулам:

$$2,7 \cdot \sqrt{(\sigma_{\Gamma} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{P_7 \cdot l_{BEC}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} \leq P, \quad (106)$$

$$5 \cdot \sqrt{(\sigma_{IV} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot l_{BEC}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} \leq P, \quad (107)$$

$$2,7 \cdot \sqrt{(12,2 \cdot 275,7)^2 + \left(\frac{3,381 \cdot 470,957}{2} + 80\right)^2} = 9385 \text{ даН} < 12000 \text{ даН};$$

$$5 \cdot \sqrt{(3,585 \cdot 275,7)^2 + \left(\frac{0,921 \cdot 470,957}{2} + 80\right)^2} = 5160 \text{ даН} < 12000 \text{ даН}.$$

Выбираем натяжные тарельчатые изоляторы типа ПС120Б. Для рассматриваемого класса напряжения количество изоляторов в гирлянде будет составлять 15 шт., с гарантированной электромеханической нагрузкой 12000 даН. Изоляторы с разрушающей нагрузкой до 12000 даН сопрягаются с арматурой прочностью 12000 даН, натяжной зажим болтовой.

4.5 Выбор типов опор

Типы опор на проектируемой линии определены с учетом сечения подвешиваемых проводов, количества монтируемых цепей, напряжения и условий прохождения трассы ВЛ. Площадь земель, занимаемых каждой опорой, отводимых в постоянное пользование, принята в соответствии с «Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети» [14].

На ответвлении ВЛ 220 кВ на ПС Куруктачи в качестве промежуточной принята металлическая двухцепная опора с тросостойкой типа П220-2т для расчетных пролетов: ветровой 390 м, весовой 450 м, габаритный 350 м.

В качестве анкерно-угловых опор, в местах пересечения с существующими инженерными сооружениями приняты опоры типа У220-3(одноцепная), У220-2т, повышенные У220-2т+5, У220-2т+14 (металлическая анкерно-угловая двухцепная опора с тросостойкой и подставкой высотой 14 м). Все стальные опоры приняты по типовой серии 3.407-100.

4.6 Заземление ВЛ

Согласно ПУЭ, воздушные линии 110 - 750 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине. Защита проектируемой линии электропередачи 220 кВ осуществляется тросами типа ТК-70. При этом соблюдаются требования п.п.2.5.117, 2.5.119-2.5.134 ПУЭ [2] при защите проектируемой ВЛ от грозовых перенапряжений и при заземлении опор.

П. 2.5.119 ПУЭ гласит : «Гирлянды изоляторов единичных металлических и железобетонных опор, а также крайних опор участков с такими опорами и другие места с ослабленной изоляцией на ВЛ с деревянными опорами должны защищаться защитными аппаратами, в качестве которых могут использоваться вентильные разрядники (РВ), ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН), трубчатые разрядники (РТ) и искровые промежутки (ИП)». В данном дипломном проекте защита выполняется с помощью ОПН, выбор которых приведен в пункте 3.11.

На проектируемой ВЛ 220 кВ согласно п.2.5.122 ПУЭ крепление троса на всех опорах – изолированное и трос необходимо заземлить на каждой опоре с установкой перемычки, шунтирующей зажим.

Наименьшее расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине каждого пролета по условиям защиты от грозových перенапряжений соответствуют приведенным в таблице 2.5.16 ПУЭ, которые заданы в зависимости от длины пролета, а именно составляет 7 м для пролета длиной 400 м.

В соответствии с п.2.5.129 ПУЭ заземлению подлежат все опоры проектируемой линии электропередачи.

Заземление выполняется с учетом эквивалентного удельного сопротивления грунтов и степени агрессивности грунта по отношению к стали. Согласно таблице 2.5.19 ПУЭ, для данного эквивалентного сопротивления грунтов наибольшее сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 30 Ом.

Заземляющие устройства опор выполняются лучевыми заземлителями из круглой стали диаметром 12 мм. Соединение заземляющего устройства с металлической и железобетонной опорой предусматривается болтовым.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Вплоть до 2000-х гг. в качестве защит оборудования на подстанциях применяли исключительно устройства релейной защиты и автоматики электромеханического типа, которые построены на реле электромеханического принципа работы. Теперь старые электромеханические защиты постепенно вытесняются современными устройствами – микропроцессорными терминалами защит, управления и автоматики оборудования, которые все чаще встречаются на вновь построенных или технически переоснащенных подстанциях.

В данном дипломном проекте будут рассмотрены и установлены современные комплекты микропроцессорных защит. Преимущества современных устройств релейной защиты и автоматики:

1. Компактность. Например, для реализации защиты, автоматики, управления оборудованием линии 220 кВ необходимо монтировать сложную схему из множества электромеханических реле, которые едва помещаются на одну релейную панель. Микропроцессорный терминал защит имеет небольшие габаритные размеры, на одной панели релейной защиты и автоматики которого можно разместить два терминала защит и соответствующие ключи для управления выключателями линий;
2. Точность. Стандартные конфигурации можно с максимальной точностью настроить для реальных условий, учесть все возможные нюансы, выбрать нужные функции;
3. Контролируемость. Существенным преимуществом микропроцессорных защит является удобство контроля над режимом работы оборудования, в том числе и ликвидации возникших аварийных ситуаций;
4. Память. Если для защит линии используются микропроцессорные устройства, то в случае отключения выключателя от защит или в случае работы автоматики, в памяти устройства фиксируется время срабатыва-

ния, наименования сработавшей защиты или элемента автоматики линии, а также приводятся электрические параметры в доаварийный, аварийный и послеаварийный периоды. Благодаря данному функционалу, можно точно восстановить картину произошедшего, что очень важно в случае возникновения больших аварий, несчастных случаев в энергетике.

Рассмотрим основные комплексы защит устанавливаемых для линий и трансформаторных подстанций с односторонним питанием.

Для защиты линий предусмотрены следующие виды защит:

- Дистанционная защита;
- Направленная защита нулевой последовательности;
- Токовая отсечка, МТЗ;
- УРОВ;
- Одно и/или трехфазное АПВ;
- Контроль напряжения, улавливание синхронизма.

Так как применяются микропроцессорная защита, то все перечисленные виды защит находятся в одном комплекте защиты.

Необходимо также выбрать защиту трансформатора, поэтому в качестве примера рассмотрим релейную защиту трансформатора. При разработке релейной защиты трансформатора следует учитывать повреждения и ненормальные режимы их работы, к которым относятся:

- а) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- б) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- в) витковых замыканий в обмотках;
- г) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- д) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- е) понижения уровня масла;
- ж) частичного пробоя изоляции маслонаполненных вводов 500 кВ и выше;

з) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для силовых трансформаторов, установленных на подстанции Куруктачи, принят следующий терминал микропроцессорной защиты типа RET 670, который включает в себя:

- Дифференциальная защита трансформатора;
- Дифференциальная отсечка;
- Трехступенчатая максимальная токовая защита;
- Газовая защита трансформатора;
- Защита от перегрузки.

5.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Куруктачи

Силовые трансформаторы на подстанции защищаются терминалом микропроцессорных защит типа RET 670, производитель «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

Устройство защиты RET 670 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

Устройство обладает высокой надежностью аппаратного обеспечения и широкими возможностями конфигурирования. Помимо защитных, устройство выполняет ряд сервисных функций:

- регистратор аварийных режимов (цифровой осциллограф);
- регистратор событий;
- самодиагностика устройства (повышение надежности функционирования);
- индикация параметров режима энергообъекта;
- связь с системой мониторинга и сбора данных/управления на подстанции[15].

5.2.1 Расчет уставок защит RET 670 трансформатора

Основные данные трансформатора:

Напряжение обмотки ВН $U_{НОМ.ВН} = 230$ кВ;

Напряжение обмотки СН $U_{НОМ.СН} = 38,5$ кВ;

Напряжение обмотки НН $U_{НОМ.НН} = 6,6$ кВ;

Номинальный ток первичной обмотки защитного ТТ для ВН, СН и НН – 600, 1000, 1500 А соответственно.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{600}{5} = 120 \text{ – коэффициент трансформации обмотки ВН;}$$

$$K_{ТТ.СН} = \frac{1000}{5} = 200 \text{ – коэффициент трансформации обмотки СН;}$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1500}{5} = 300 \text{ – коэффициент трансформации обмотки НН.}$$

Номинальная мощность стороны ВН берется на 0,1 больше, тогда $S_{НОМ.ВН} = 25000,1$ МВА; $S_{НОМ.СН} = 25000$ МВА; $S_{НОМ.НН} = 25000$ МВА.

Номинальный ток стороны ВН:

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{25000,1}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,756 \text{ А;}$$

Номинальный ток стороны СН:

$$I_{НОМ.СН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,903 \text{ А;}$$

Номинальный ток стороны НН:

$$I_{НОМ.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2186,9 \text{ А.}$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}}, \tag{108}$$

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{62,756}{120} = 0,523 \text{ А;}$$

$$0,1 < \frac{I_{НОМ.ВТ.ВН}}{I_{НОМ.Т.ВН}} < 4 \tag{109}$$

где $I_{\text{НОМ.Т.ВН}}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 1 А;

$$0,1 < \frac{0,523}{1} < 4, \text{ условие выполняется.}$$

$\Delta f_{\text{ВЫР.ВН}}$ – относительная погрешность выравнивания составляет 0,02.

Цифровое выравнивание токов плеч СН.

Номинальный вторичный ток стороны СН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{374,903}{200} = 1,875 \text{ А};$$

$I_{\text{НОМ.Т.СН}}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 < \frac{1,875}{5} = 0,375 < 4, \text{ условие выполняется.}$$

$\Delta f_{\text{ВЫР.СН}}$ – относительная погрешность выравнивания составляет 0,02.

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{2186,9}{300} = 7,29 \text{ А};$$

$I_{\text{НОМ.Т.НН}}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 < \frac{7,29}{5} = 1,458 < 4, \text{ условие выполняется.}$$

$\Delta f_{\text{ВЫР.НН}}$ – относительная погрешность выравнивания составляет 0,03.

В качестве опорной (базисной) стороны принимается сторона ВН:

$$I_{\text{НОМ.ОПОРНОЕ}} = 62,756 \text{ А.}$$

5.2.2 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ и должна быть отстроена от бросков тока намагничивания и переходных значений токов небаланса, как в нагрузочном режиме, так и при внешних КЗ.

Определим начальный дифференциальный ток срабатывания:

$$I_{d.min} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot I_{торм.расч} \cdot 100\% , \quad (110)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаем 1,15;

$K_{нб.расч}$ – расчетный коэффициент небаланса;

$I_{торм.расч}$ – относительный тормозной ток, который соответствует току трансформатора (автотрансформатора) в переходных режимах работы при малых сквозных токах, принимаем 1,25.

Расчетный коэффициент небаланса рассчитывается по формуле:

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(K_{пер} \cdot \xi_{ТТ} + \xi_{ПТТ})^2 \cdot (1 + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{выр})^2} , \quad (111)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, значения коэффициента для силового трансформатора мощностью менее 40 МВА принимаем равным 1;

$\xi_{ТТ}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита, принимаем 0,1;

$\xi_{ПТТ}$ – полная относительная погрешность промежуточных трансформаторов тока, принимаем 0;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора. Значение погрешности принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН в сторону уменьшения или в сторону увеличения, принимаем 0,03.

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(1 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 0,03 + 0,03)^2 + (0,03 + 0,03)^2} = 0,122.$$

Расчетный начальный ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{d.min} = 1,15 \cdot 0,122 \cdot 1,25 \cdot 100\% = 0,175, \text{ принимаем } 0,2.$$

Выбор номера тормозной характеристики:

Коэффициент $K''_{пер}$, учитывающий переходный процесс при аварийных токах, больших номинального тока защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Значение коэффициента $K''_{пер}$ принимаем равным 2, для силовых трансформаторов до 40 МВА, без токоограничивающих реакторов со стороны НН.

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(2 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2(0,03 + 0,03) + (0,03 + 0,03)^2)} = 0,22,$$

Расчетный дифференциальный ток:

$$I_{ДИФ.РАСЧ} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot I_{торм.расч}, \quad (112)$$

где $I_{торм.расч}$ – относительный тормозной ток, который соответствует току, протекающему через трансформатор (автотрансформатор) при внешнем КЗ, принимается равным 3;

$$I_{ДИФ.РАСЧ} = 1,15 \cdot 0,22 \cdot 3 = 0,759 \text{ А.}$$

Выбор номера характеристики осуществляется по условию обеспечения несрабатывания при максимальных сквозных токах. Для этого рассчитывается коэффициент торможения по выражению:

$$K_{ТОРМ.РАСЧ} = \frac{I_{диф.расч} \cdot \frac{I_{d.min}}{100\%}}{I_{торм.расч} - 1,25}, \quad (113)$$

$$K_{ТОРМ.РАСЧ} = \frac{0,759 \cdot \frac{0,2}{100\%}}{3 - 1,25} = 0,087.$$

Затем по таблице 34 выбирается характеристика с ближайшим большим значением $K_{ТОРМ1}$ по отношению к расчетному значению коэффициента торможения $K_{ТОРМ.РАСЧ}$. Номер выбранной тормозной характеристики задается в устройстве при помощи параметра CharactNo.

Таблица 34 – Выбор тормозной характеристики

№ тормозной хар-ки	1	2	3	4	5
$K_{ТОРМ1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$K_{ТОРМ2}$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Номер тормозной характеристики принимаем №1. $K_{ТОРМ1}=0,15$; $K_{ТОРМ2}=0,5$.

5.2.3 Дифференциальная токовая отсечка

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{Д.ОТС} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч1} \cdot I_{КЗ.МАХ}, \quad (114)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,2;

$K_{нб.расч1}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый трансформатор, принимаем 0,65;

$I_{КЗ.МАХ}$ – относительный максимальный ток при внешнем КЗ, 7730 А;

Относительный максимальный ток при внешнем КЗ в относительных единицах:

$$I_{КЗ.МАХ*} = \frac{I_{КЗ.МАХ}}{I_{НОМ.ОПОРНОЕ}} = \frac{7730}{62,756} = 123 \quad (115)$$

Расчетный дифференциальный ток дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{д.отс} = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 123 = 96$$

По условию отстройки от режима броска намагничивающего тока параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки должен приниматься не менее 500 %:

$$I_{д.отс} = 500$$

Расчетный дифференциальный ток дифференциальной токовой отсечки в относительных единицах:

$$I_{расч.д.отс} = \frac{I_{д.отс}}{I_{ном.опорное}} = \frac{500}{62,756} = 7,967.$$

Уставка по блокированию 2-ой гармоники = 14%, Уставка по блокированию 5-ой гармоники = 25%.

5.2.4 Токовая защита нулевой последовательности

ТЗНП резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН и СН, если со стороны СН сеть с заземленной нейтралью, а также резервирует основные защиты трансформатора. Подключается либо к ТТ со стороны ВН, либо к ТТ в нейтрали трансформатора

Расчетный коэффициент небаланса рассчитывается по уточненному выражению:

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(K_{пер} \cdot \xi_{ТТ} + \xi_{ШПТ})^2 \cdot (1 + 2 \cdot \Delta f_{выр} + (\Delta f_{выр})^2)}, \quad (116)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,15;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, значения коэффициента для силового трансформатора мощностью менее 40 МВА принимаем равным 1;

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(1 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot 0,03 + (0,03)^2)} = 0,107,$$

Начальный дифференциальный ток срабатывания:

$$I_{d.min} = 1,15 \cdot 0,107 \cdot 1,25 \cdot 100\% = 0,154, \text{ принимаем } 0,2.$$

5.2.5 Максимальная токовая защита трансформатора

МТЗ СН и НН резервируют защиты присоединений, отходящих от секций СН и НН соответственно, а МТЗ ВН резервирует также основные защиты. Комбинированный пусковой орган (включает измерительный орган обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключается к ТН со стороны СН и НН. Данный орган можно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка.

Расчет параметров срабатывания максимального измерительного органа тока:

1. МТЗ ВН без пуска по напряжению:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки и рассчитывается по выражению:

$$I_{сз.вн} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{нагр.макс.вн}, \quad (117)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,2;

$K_{отс}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5), принимаем равным 2;

K_B – коэффициент возврата, 0,95;

$$I_{нагр.макс.вн} = 62,5 \text{ А};$$

$$I_{СЗ.ВН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 62,5 = 157,89 \text{ А};$$

Согласование с МТЗ СН:

$$I_{СЗ.ВН} \geq K_{отс} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{СЗ.ПРЕД}, \quad (118)$$

где $I_{СЗ.ПРЕД}$ – ток срабатывания МТЗ СН, принимаем 1200 А;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,1;

$K_{ТОК}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования;

$$K_{ТОК} = \frac{I_{УСТАН.ЗАЩ}}{I_{СМЕЖ}} = \frac{412}{7210} = 0,06,$$

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,1 \cdot 0,06 \cdot 1200 = 80 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{I_{КЗ.МИН.ВН-СН}}{I_{СЗ.ВН}} = \frac{412}{80} = 5,15 > 1,2 \text{ чувствительность обеспечивается.}$$

Согласование с МТЗ НН:

$$K_{ТОК} = \frac{I_{УСТАН.ЗАЩ}}{I_{СМЕЖ}} = \frac{1203}{28407} = 0,04$$

$I_{СЗ.ПРЕД}$ – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 5535 А;

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,1 \cdot 0,04 \cdot 5535 = 243,54 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{I_{КЗ.МИН.ВН-НН}}{I_{СЗ.ВН}} = \frac{1203}{243,54} = 4,94 > 1,2 \text{ чувствительность обеспечивается.}$$

Окончательное значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается $I_{СЗ.ВН} = 250$ А.

2. МТЗ СН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.СН}} = K_{\text{mm.ВН-СН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} = 5,97 \cdot 62,5 = 373 \text{ А.}$$

где $K_{\text{mm.ВН-СН}}$ - коэффициент трансформации ВН-СН.

$$I_{СЗ.СН} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.СН}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 373 = 1177,89 \text{ А;}$$

$$I_{СЗ.СН} = 1200 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.СН}}}{I_{СЗ.СН}} = \frac{7210}{1200} = 6,01 > 1,2 \text{ чувствительность обеспечивается.}$$

3. МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{mm.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} = 34,85 \cdot 62,5 = 2178 \text{ А.}$$

где $K_{\text{mm.ВН-НН}}$ - коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 2178 = 5502 \text{ А;}$$

$$I_{СЗ.НН} = 5535 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{I_{СЗ.НН}} = \frac{28407}{5535} = 5,13 > 1,2 \text{ чувствительность обеспечивается.}$$

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны НН 5535 А.

5.2.6 Защита от перегрузки

Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На трехобмоточных трансформаторах с двусторонним питанием устанавливается на обеих питающих сторонах, на трехобмоточных трансформаторах с неравной мощностью обмоток – на всех трех сторонах, во всех остальных случаях – только со стороны ВН.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.

1. Защита от перегрузки на стороне ВН (на сигнал):

$$I_{СЗ.ВН} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{НАГР.МАХ.ВН}, \quad (119)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,05;

K_B – коэффициент возврата, 0,95;

$I_{НАГР.МАХ.ВН}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты 62,5 А;

$$I_{СЗ.ВН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 62,5 = 69 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:

$$I_{СЗ.ВН} = 69 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН $T_{сз}=9,5$ с.

2. Защита от перегрузки на стороне СН (на сигнал):

$$I_{НАГР.МАХ.СН} = K_{mm.ВН-СН} \cdot I_{НАГР.МАХ.ВН} = 5,97 \cdot 62,5 = 373 \text{ А}.$$

$$I_{СЗ.СН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 373 = 412,26 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны СН:

$$I_{СЗ.СН} = 413 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны СН $T_{сз}=9,5\text{с}$.

3. Защита от перегрузки на стороне НН (на сигнал):

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{mm.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} = 34,85 \cdot 62,5 = 2178 \text{ А};$$

$$I_{СЗ.НН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2178 = 2407 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:

$$I_{СЗ.СН} = 2407 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны НН $T_{сз}=9,5\text{с}$.

5.2.7 Газовая защита трансформатора

Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН используется как чувствительная защита от внутренних повреждений. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. В устройстве РПН предусматривается отдельное струйное реле или реле давления.

5.3 Автоматика на ПС Куруктачи

На ПС принят следующий объем автоматизированного управления:

- релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
- автоматическое повторное включение (АПВ) линий 35, 6 кВ и стороны 220 кВ трансформатора;
- устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ);
- автоматическое включение резерва (АВР) на секционных выключателях 35, 6 кВ и на шинах 0,38 – 0,23 кВ собственных нужд;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) на линиях 35 и 6 кВ;

- включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
- обогрев приводов разъединителей и выключателей;
- работа отопления зданий;
- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;
- включение и отключение силовых трансформаторов 220/35/6 кВ, линий 35, 6 кВ.

Электропитание систем управления и автоматики осуществляется со щита постоянного тока.

Сигнализация на ПС предусмотрена в следующем объеме:

- световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:

- основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы;

- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

- резервная (в минимальном объеме) – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности.

Для исключения неправильных действий персонала при оперативных переключениях на ПС, для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами предусмотрена электромагнитная блокировка разъединителей.

6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ БУРЕЙСКОГО РАЙОНА

Для расчета и анализа электрической сети рассматриваемого района, составляется эквивалентная схема сети, т.е. определяются точки нормального размыкания сети и нагрузки в узлах задаются обобщенно. Подробное описание эквивалентной схемы сети представлено в разделе 1 п.1.3, отличие будет заключаться лишь в том, что в эквивалент добавится проектируемая подстанция Куруктачи.

6.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

В бакалаврской работе для расчета режимов работы электрической сети использован программный комплекс RasrWin3. Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

ПВК RasrWin3 позволяет решать широкий спектр задач: 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); расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла); контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость; эквивалентирование (упрощение) электрических сетей; оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности; структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения и т.д.

Более того, возможность представления электрической сети в виде однолинейной графической схемы обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима.

6.2 Подготовка исходных данных для расчета режима

Первоначально нужно задать узлы, для эквивалента их количество составляет 44 шт. В данном расчете два вида узла: балансирующие и нагрузочные, которые заданы количеством 1 и 43 шт. соответственно. Источник генерации Бурейская ГЭС. Балансирующий узел представлен узлом 220 кВ на Райчихинском ГРЭС для лучшей сходимости режима.

Таблица 35 – Примеры задания узлов для эквивалента

Тип	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, Мвар	Pг, МВт	Qг, Мвар	Vзад, кВ
Ген	БГЭС	220	-	-	550	-	238,5
Нагр	НН Т1 Куруктачи	6	6,4	2,5	-	-	-
Нагр	НН Т2 Куруктачи	6	6,4	2,5	-	-	-
Нагр	СН Т1 Куруктачи	35	9,5	3,8	-	-	-
Нагр	СН Т2 Куруктачи	35	9,5	3,8	-	-	-
База	РГРЭС	220	-	-	-	-	230

Далее задаются ветви. Для них рассчитываются активные и индуктивные сопротивления. Для трансформаторных ветвей задается еще и коэффициент трансформации. Отмечается также и проводимость. Ветви без сопротивления на схеме отображаются выключателями.

Таблица 36 – Примеры задания ветвей для эквивалента

Тип	Название	R, Ом	X, Ом	B, См	Kт
ЛЭП	БГЭС – отп. Куруктачи	0,073	0,261	-1,56	-
ЛЭП	отп. Куруктачи – Талакан	0,363	1,305	-7,80	-
Выкл	Талакан 1сш – Талакан 2сш	-	-	-	-
Тр-р	ВН тр-ра Талакан	3,6	165	9,1	1
Тр-р	СН тр-ра Талакан	3,6	0	-	0,159
Тр-р	НН тр-ра Талакан	3,6	125	-	0,270
ЛЭП	отп. Куруктачи-Куруктачи	0,181	0,652	-3,9	-
Тр-р	ВН тр-ра Куруктачи	5,7	275	6,2	1
Тр-р	СН тр-ра Куруктачи	5,7	0	-	0,159
Тр-р	НН тр-ра Куруктачи	5,7	148	-	0,270

После всех выполненных операций, в режиме «графика» строится конфигурация электрической сети, после чего осуществляется расчет.

Если режим сошелся, то расчет выполнен верно.

6.3 Расчет и анализ максимального и минимального режимов

При расчете максимального режима, мощности нагрузок на подстанциях принимаются по результатам зимнего замера 2015 года. Результаты расчета максимального режима, рассчитанного с помощью ПВК RastrWin3, представлены в приложении Г.

При расчете минимального режима, мощности нагрузок на подстанциях принимаются по результатам летнего замера 2015 года. Результаты расчета минимального режима, представлены в приложении Г.

6.3.1 Анализ отклонений напряжения

Согласно ГОСТ-32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», отклонение напряжения на шинах подстанций не должно превышать 10%. Проведем анализ рассчитанного режима. Результаты расчета отклонений напряжения для максимального и минимального режимов сведем в таблицу 37 и 38 соответственно.

Таблица 37 – Отклонения напряжения при максимальном режиме

Название узла	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
ПС Куруктачи	220	238,45	8,40
ПС Куруктачи	35	36,46	4,17
ПС Куруктачи	6	6,15	2,50
ПС Талакан	220	238,47	8,39
ПС Талакан	35	37,82	8,06
ПС Талакан	6	6,42	7,00
ПС Завитая	220	228,80	4,00
ПС Завитая/тяга	220	228,70	3,95
ПС НПС-27	220	229,25	4,20
ПС Варваровка	220	228,38	3,81
ПС Архара	220	228,16	3,71

Продолжение таблицы 37			
1	2	3	4
ПС Тарманчукан/тяга	220	228,25	3,75
ПС Ядрин/тяга	220	229,35	4,25
ПС Короли/тяга	220	226,28	2,85
ПС Белогорск/тяга	220	218,52	-0,67
ПС Белогорск	220	217,69	-1,05
ПС Свободный	220	214,29	-2,59
ПС Амурская	220	213,99	-2,73
ПС Благовещенская	220	209,68	-4,69

Таблица 38 – Отклонения напряжения при минимальном режиме

Название узла	Uном, кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
ПС Куруктачи	220	238,48	8,40
ПС Куруктачи	35	37,39	6,83
ПС Куруктачи	6	6,33	5,50
ПС Талакан	220	238,49	8,40
ПС Талакан	35	37,85	8,14
ПС Талакан	6	6,43	7,16
ПС Завитая	220	230,88	4,94
ПС Завитая/тяга	220	230,79	4,90
ПС НПС-27	220	231,33	5,15
ПС Варваровка	220	231,12	5,05
ПС Архара	220	228,57	3,89
ПС Тарманчукан/тяга	220	228,59	3,90
ПС Ядрин/тяга	220	229,61	4,37
ПС Короли/тяга	220	229,22	4,19
ПС Белогорск/тяга	220	221,39	0,63
ПС Белогорск	220	221,99	0,90
ПС Свободный	220	215,25	-2,16
ПС Амурская	220	214,66	-2,43
ПС Благовещенская	220	212,64	-3,34

Проанализировав результаты расчета отклонений напряжения, приведенных в таблицах 37-38, можно сделать вывод, что напряжения как в летний, так и в зимний периоды не выходят за допустимый предел отклонения - 10%. Исходя из сказанного, делаем заключение о том, что регулировка напряжения в установившихся нормальных режимах не требуется.

6.3.2 Анализ потоков активной и реактивной мощности

Режимная ситуация в основном зависит от соотношения протекающих по линиям активных и реактивных мощностей. Чем меньше модуль реактивной мощности отличается от активной, тем больше коэффициент реактивной мощности. Повышенный коэффициент влияет как на отклонения напряжения, так и на общие потери электрической энергии в сети. Для обеспечения наиболее оптимального режима нужно стремиться к меньшему значению коэффициента реактивной мощности. Перетоки мощностей и коэффициент реактивной мощности для режимов максимальных и минимальных нагрузок представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Потоки активной и реактивной мощностей, коэффициент реактивной мощности в максимальном и минимальном режимах

Ветвь	MAX режим		MIN режим	
	Переток мощности	$tg\varphi$	Переток мощности	$tg\varphi$
1	2	3	4	5
Райчихинская ГРЭС-Завитая	41,8-j26,6	-0,64	62,3-j6,1	-0,09
Бурейская ГЭС – Завитая	303,1+j36,0	0,12	121,4+j30,7	0,25
Райчихинская ГРЭС - Архара	74,5+j4,0	0,05	64,8+j2,3	0,03
Завитая – Короли-тяга	226,3+j26,7	0,12	44,6+j46,2	1,03
Завитая – Белогорск-тяга	238,9+j22,5	0,09	47,8+j48,6	1,02
Тарманчукан-тяга – Ядрин-тяга	51,7-j6,3	-0,12	49,5-j6,6	-0,13

Продолжение таблицы 39				
1	2	3	4	5
Ядрин-тяга – Облучье	27,9-j20,5	-0,73	25,8-j20,8	-0,81
Короли-тяга – Белогорская	229,8+j26,9	0,12	25,4+j49,2	1,94
Белогорск-тяга – Белогорская	175,4-j7,8	-0,04	17,3+j45,9	2,65
Белогорская – Свободный	152,7-j19,5	-0,13	4,7-j45,8	-9,7
Белогорская – Амурская	158,3-j12,9	-0,08	3,3+j49,3	14,9
Свободный – Амурская	152,7-j19,5	-0,13	4,7-j45,8	-9,7
Амурская – Благовещенская	47,3+j18,6	0,39	34,1+j13,7	0,40
Завитая – НПС-27	0,2-j8,1	-40,5	0,2-j8,2	-40,5
Завитая – Варваровка	12,9-j5,5	-0,43	6,6-j8,7	-1,3
Бурейская ГЭС – Талакан	27,9+j9,5	0,34	10,9+j4,1	0,38
Отп. на ПС Куруктачи	15,9+j8,4	0,53	6,3+j3,1	0,49
Архара – Тарманчукан-тяга	47,5-j14,6	-0,31	49,6-j14,3	-0,29
Тарманчукан-тяга – Облучье	24,6-j18,5	-0,75	26,7-j18,5	-0,69

Анализ потоков активной и реактивной мощности показал, что коэффициент реактивной мощности превышает допустимые значения (0,4-0,5) на тех же участках сети, которые выявились при анализе существующего режима см. раздел 1 п.п 1.4.3. Для нормализации режимной ситуации необходимо установить устройства компенсации реактивной мощности, а именно шунтирующие реакторы, которые поглотят избыточную реактивную мощность.

6.3.3 Анализ токовой загрузки ЛЭП

Результаты токовой загрузки ЛЭП представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Токовая загрузка ЛЭП зимний период

N_нач	N_кон	Название	I нач	I кон	Место	I доп расч	I/I доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	БГЭС - отп. Куруктачи	57	57	ВН	605	9,4
1	3	БГЭС - отп. Куруктачи	57	57	ВН	605	9,4
2	4	отп. Куруктачи - Талакан 1 сш	15	15	ВН	605	2,4
3	5	отп. Куруктачи - Талакан 2 сш	15	15	ВН	605	2,4
2	13	отп. Куруктачи - Куруктачи 2 сш	43	43	ВН	605	7,2
3	12	отп. Куруктачи - Куруктачи 1 сш	43	43	ВН	605	7,2
1	20	БГЭС - Завитая 1 сш	739	740	ВН	825	89,7
1	21	БГЭС - Завитая 2 сш	739	740	ВН	825	89,7
20	23	Завитая 1 сш - Завитая/тяга	23	25	ВН	605	4,1
21	23	Завитая 2 сш - Завитая/тяга	23	25	ВН	605	4,1
20	31	Завитая 1 сш - Варваровка	35	35	ВН	710	5
20	22	Завитая 1 сш - НПС-27	20	0	ВН	605	3,4
21	22	Завитая 2 сш - НПС-27	20	0	ВН	605	3,4
20	24	Завитая 1 сш - РГРЭС	125	117	ВН	710	17,6
21	24	Завитая 2 сш - РГРЭС	125	117	ВН	710	17,6
24	25	РГРЭС - Архара 1 сш	188	189	ВН	710	26,6
26	27	Архара 2 сш - Тарманчукан/тяга 1	126	121	ВН	710	17,7
27	30	Тарманчукан/тяга 1 - Облучье	88	78	ВН	710	12,4
24	28	РГРЭС - Тарманчукан/тяга	140	131	ВН	710	19,7

Продолжение таблицы 40							
1	2	3	4	5	6	7	8
28	29	Тарманчукан/тяга 2 - Ядрин/тяга	131	130	ВН	710	18,4
29	30	Ядрин/тяга - Облучье	87	85	ВН	710	12,3
21	32	Завитая 2 сш - отп. Хвойная	606	606	ВН	710	85,3
20	33	Завитая 1 сш - отп. Хвойная	575	575	ВН	710	81,1
32	35	отп. Хвойная - Хвойная 2 сш	106	106	ВН	605	17,5
33	34	отп. Хвойная - Хвойная 1 сш	53	51	ВН	605	8,7
32	37	отп. Хвойная - Белогорск/тяга	500	502	ВН	710	70,7
33	36	отп. Хвойная - Короли/тяга	620	620	ВН	710	87,4
37	39	Белогорск/тяга - Белогорская 1 сш	466	466	ВН	605	77
36	38	Короли/тяга - Белогорская 2 сш	590	592	ВН	710	83,4
39	40	Белогорская 1 сш - Свободный	417	415	ВН	605	68,9
40	41	Свободный - Амурская 1 сш	415	414	ВН	605	68,5
38	42	Белогорская 2 сш - Амурская 2 сш	421	419	ВН	605	69,6
41	43	Амурская 1 сш - Благовещенская 1 сш	134	141	ВН	825	17
42	44	Амурская 2 сш - Благовещенская 2 сш	130	142	ВН	690	20,6

Проанализировав данные представленные в таблице 40, можно сделать вывод, что загрузка линий не превышает 100% загрузки линии, на которую рас-

считан провод при действии максимально допустимого тока. Но есть участки сети, на которых линии немного перегружены, это участки: Завитая – отп. ПС Хвойная, отп. ПС Хвойная – Белогорск/тяга и отп. ПС Хвойная – Короли/тяга. Есть так же участки, которые оптимально загружены, но есть и недогруженные участки сети. В летний период большинство линий работает с оптимальной загрузкой линий см. приложение Г.

6.3.4 Структурный анализ потерь электроэнергии

Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям.

Данные о потерях активной мощности в режиме максимальных и минимальных нагрузок в сети 220 кВ показаны в таблицах 41.

Таблица 41 – Потери активной мощности электрической сети 220 кВ в зимний и летний периоды

(период) Район/У ном	P_n , МВт	Δ , %	$dP_{нагр}$, МВт	$dP_{лэп}$, МВт	$dP_{тр}$, МВт
1	2	3	4	5	6
(Зима) 1/220 кВ	647	47,59	47,59	47,48	0,10
(Лето) 1/220 кВ	243	8,00	8,00	7,98	0,02

Анализируя общие потери электрической энергии в нормальном режиме, можно сделать вывод, что потери не превышают 4% в летний период времени и составляют 3,29%. В зимний период времени потери не превышают уровня максимально допустимых потерь 10% и составляют 7,35%.

6.4 Расчет и анализ послеаварийных режимов

Для расчета послеаварийного режима отключим одну линию двухцепной ВЛ, по которой подходит питание к ПС Куруктачи. Расчет послеаварийного режима ведется на основании параметров установившегося режима. Подробный расчет послеаварийного режима приведен в приложении Д.

Отклонения напряжения для послеаварийного режима приведем в таблице 42.

Таблица 42 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
1	БГЭС	220	238,5	8,41
2	отп. Куруктачи	220	238,5	8,41
3	отп. Куруктачи	220	238,47	8,4
4	Талакан 1 сш	220	238,47	8,4
5	Талакан 2 сш	220	238,47	8,39
6	с.т Т1 Талакан	220	237,96	8,16
7	с.т Т2 Талакан	220	237,96	8,16
8	НН Т1 Талакан	6	6,42	7,03
9	НН Т2 Талакан	6	6,42	7,03
10	СН Т2 Талакан	35	37,82	8,07
11	СН Т1 Талакан	35	37,82	8,07
12	Куруктачи 1 сш	220	238,4	8,36
13	Куруктачи 2 сш	220	238,4	8,36

Согласно результатам расчета, отклонения напряжения в послеаварийном режиме не превышают допустимого отклонения напряжения 10%, исходя из ГОСТ-32144-2013. Следовательно, регулировка напряжения в сети не требуется. Переток мощности по двум линиям в нормальном режиме составлял $15,9+j8,4$ МВА по каждой, коэффициент реактивной мощности равнялся 0,53. В

послеаварийном режиме переток на оставшуюся в работе линию составляет $31,8+j16,7$ МВА, коэффициент реактивной мощности равен 0,52, что соответствует норме. Токовая загрузка линий при нормальном режиме работы составляла 43 А по каждой из линий. В послеаварийном режиме ток протекающий по линии, оставшейся в работе, равняется 83 А. Допустимый ток при данном сечении линии составляет 605 А, следовательно токи как в нормальном, так и в послеаварийном режиме не превышают допустимых значений.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

7.1 Безопасность проекта

7.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению схлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

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.

7.1.2 Мероприятия по защите от физических воздействий

При принятых в соответствии с ПУЭ конструкциях и технических решениях по проектируемой ПС с высшим напряжением 220 кВ биологическая защита обслуживающего персонала от воздействия электрического поля согласно

СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» и ГОСТ 12.1.002-84 «Электрические поля промышленной частоты» не требуется.

Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля (ЭП) на рабочем месте в течение всей смены (8 ч) устанавливается равным 5 кВ/м. Контроль уровня электромагнитного поля должен производиться при:

- приемке в эксплуатацию новых и расширении действующих электроустановок;
- оборудовании помещений для постоянного или временного пребывания персонала, находящихся вблизи электроустановок;
- аттестации рабочих мест.

Основными источниками звука на ПС являются два трансформатора типа ТДТН-25000/220. Уровень звукового давления, создаваемый трансформаторами, не превышает 45дБА и не оказывает вредного влияния на окружающую среду. В соответствии со СНиП II-12-77 «Защита от шума» выполнение шумозащитных мероприятий не требуется.

7.1.3 Защита персонала от возможного поражения электрическим током

Для обеспечения безопасности проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию подстанции и ВЛ в инструкциях по проведению конкретных видов работ должны быть предусмотрены организационные и технические мероприятия. К организационным мероприятиям относятся:

- оформление работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, нарядом или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

1) Произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

2) На приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

3) Проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

4) Наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

5) Вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

7.1.4 Средства индивидуальной защиты персонала

Персонал, осуществляющий оперативное, техническое и ремонтное обслуживание подстанции, должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с "Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты" и "Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты", утвержденными Постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 19.12.1998 № 51.

В таблице 43 приведен перечень средств защиты для персонала.

Таблица 43 – Средства индивидуальной защиты для персонала

Профессия или должность	Спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты
1	2
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи; электромонтер по обслуживанию подстанций	Костюм рабочий из огнестойкого материала, устойчивого к воздействию электрической дуги, для электротехнического персонала;

Продолжение таблицы 43	
1	2
	перчатки термостойкие; перчатки диэлектрические; галоши диэлектрические; пояс предохранительный; каска термостойкая с защитным экраном для лица; подшлемник термостойкий; очки защитные. При выполнении работ в заболоченной местности дополнительно: сапоги резиновые
Электрослесарь по ремонту оборудования распределительных устройств	Костюм рабочий из огнестойкого материала, устойчивого к воздействию электрической дуги, для электротехнического персонала; перчатки термостойкие; перчатки диэлектрические; галоши диэлектрические; пояс предохранительный; каска термостойкая с защитным экраном для лица; подшлемник термостойкий. При выполнении работ по ремонту трансформаторов и масляных выключателей дополнительно: ботинки кожаные.
Электромонтер по ремонту аппаратуры релейной защиты и автоматики; электромонтер по ремонту вторичной коммутации и связи	Костюм хлопчатобумажный; галоши диэлектрические; перчатки диэлектрические. На наружных работах зимой дополнительно: куртка на утепляющей прокладке.

7.1.5 Требования по взрывопожаробезопасности

Каждый работник должен четко знать и выполнять правила пожарной безопасности (ППБ) и установленный на энергообъекте противопожарный режим. Работники должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации, проходить проверку знаний ППБ в соответствии с требованиями действующих документов по подготовке кадров и "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации".

7.2 Экологичность проекта

7.2.1 Воздействие объекта на территорию и геологическую среду, условия землепользования

В процессе строительства возможны воздействия проектируемого объекта на окружающую среду по нескольким направлениям:

- изъятие земель сельскохозяйственного назначения в постоянное и временное пользование;
- нарушение почвенно-растительного покрова;
- загрязнение атмосферного воздуха;
- образование бытовых отходов;
- образование производственных отходов;
- потребление водных ресурсов для хозяйственно-бытовых нужд строительства;
- вырубка леса;
- возможная утечка трансформаторного масла в случае аварии трансформаторов;
- шумовое воздействие от работы трансформаторов, установленных на ПС;
- воздействие электрического поля при эксплуатации ПС.

В постоянное пользование, на условиях долгосрочной аренды, уходят земли под установку опор ВЛ и строительство подстанции; во временное пользование – для организации строительства.

7.2.3 Мероприятия по охране земель и восстановлению почвенно-растительного покрова

Использование земельных ресурсов в проекте обеспечивается изъятием земли в постоянное и временное пользование в соответствии с «Нормами отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ» и «Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи» (Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г. Москва).

Место прохождения трассы проектируемой ВЛ 220 кВ и место расположения площадки под проектируемую ПС 220/35/6 кВ «Куруктачи» выбраны с учетом минимального изъятия сельскохозяйственных угодий.

Для снижения техногенной нагрузки на почвы в районе планируемого строительства проектом предусматривается:

- снятие почвенно-растительного грунта при рытье котлованов и сохранение его в зоне временного отвода с последующим использованием при рекультивации;

- лишний грунт, оставшийся от разработки котлованов разравнивается на месте, заполняя неровности рельефа, исключая тем самым заболачивание, размывы и засоления нарушенных земель;

- своевременная уборка отходов;

- работы, связанные с повышенной пожарной опасностью, должны выполняться специалистами соответствующей квалификации;

- запрещение мойки машин и механизмов на строительной площадке;

- запрещение слива горюче-смазочных материалов вне специального оборудованных для этих целей мест, где исключается возможность загрязнения почвы;

- заправка строительной техники на автозаправочных станциях.

После окончания строительных работ, нарушенные земли и занимаемые земельные участки (временный поселок строителей, приобъектный склад) необходимо привести в состояние, пригодное для дальнейшего использования, т.е. необходимо провести рекультивацию нарушенных земель.

7.2.4 Отвод масла при повреждении трансформаторов

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформаторов на ПС предусмотрены маслоприемники, маслоотводы и маслосборник. Маслоотводы и маслосборник выполнены закрытыми.

Сброс масла из маслоприемников осуществляется в маслосборник с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным (или передвижным) насосом.

Согласно седьмого издания ПУЭ п.4.2.69:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор).

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) при установке маслонаполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

5) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

6) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе рассмотрен вопрос развития сетей 220 кВ Амурской области в связи с вводом подстанции Куруктачи. Рассматривались различные варианты присоединения подстанции. После технического анализа выяснилось, что наиболее выгодным будет подключение подстанции отпайкой к двухцепной воздушной линии БГЭС – ПС Талакан.

В основной части бакалаврской работы были рассмотрены следующие вопросы:

- Выбраны сечения проводов;
- Определены показатели надежности;
- Рассчитаны токи короткого замыкания;
- Выбрано основное силовое оборудование подстанции Куруктачи: силовые трансформаторы, выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разъединители, ОПН;
- Проектирование механической части воздушной линии;
- Рассчитано заземление и молниезащита подстанции Куруктачи;;
- Рассчитана релейная защита трансформатора;
- Произведен расчет максимального, минимального и послеаварийного режимов.

В разделе безопасность и экологичность рассмотрены организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности персонала и электроустановок.

Подводя общий итог проделанной работы, с технической точки зрения, можно сделать вывод, что ввод подстанции Куруктачи нецелесообразен. При переводе части нагрузки с подстанции Талакан на подстанцию Куруктачи, силовые трансформаторы на ПС Талакан стали недогружены. Нагрузка питаемая от ПС Талакан незначительна. При прогнозировании электрических нагрузок выяснилось, что прирост нагрузки до 2020 г значительно не возрастет на ПС

Талакан. Новые объекты не планируются строиться в ближайшее время в поселке Талакан. Подстанция же Куруктачи оптимально загружена. Если в ближайшем будущем нагрузка все же увеличится, то введение данной ПС Куруктачи будет выгодным и целесообразным.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Козлов А.Н. Эксплуатация электрических сетей и систем электро-снабжения. Учебное пособие / А.Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.-145 с.
2. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Утвержде-но приказом Минэнерго России от 08 июля 2003 г. № 204. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
3. Методические рекомендации по проектированию развития энерго-систем. СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 281.
4. Савина Н. В. Системы электроснабжения. Учебно-методическое по-собие / Н. В. Савина – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012.-124 с.
5. Приказ Минэнерго №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 - 2022 годы» от 01 марта 2016 г.
6. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, переда-ча и распределение электрической энергии. Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Изда-тельство МЭИ, 2002. — 964 с.
7. Приказ Минэнерго №49 «О компенсации реактивной мощности» от 22 февраля 2007г.
8. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
9. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению, №14198тм-т1, Энергосетьпроект, 1993.
10. Коровин Ю. В. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах. Учебное пособие / Ю. В. Коровин, Е. И. Пахомов, К. Е. Горшков – Челябинск: Южно – Уральский гос. ун-т, 2011.-115 с.

11. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов - 2-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.
12. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций. Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., испр. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 608 с.
13. Крюков К. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. - 2-е изд., испр. и доп. М.: Санкт-Петербург, 1979. - 306 с.
14. «Правила определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети» от 11 августа 2003 г. № 486.
15. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.98-2011.
16. Рекомендации по выбору ограничителей перенапряжения нелинейных для применения в электрических сетях 110-750 кВ России, Энергосетьпроект, 1998.
17. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. - М.: 16 с.