

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 Амурских западных электрических сетей АО
«Дальневосточная распределительная сетевая компания» напряжением 110 кВ

Исполнитель
студент группы 242об-3

подпись, дата

Т.В. Дудкина

Руководитель
профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

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 Дудкиной Татьяны Владимировны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие Амурских западных
электрических сетей АО «Дальневосточная распределительная сетевая
компания» напряжением 110 кВ

(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): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 с., 7 рисунков, 54 таблицы, 19 источника, 4 приложения.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА СЕТЕЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, РАСЧЕТ РЕЖИМОВ

В данной выпускной квалификационной работе представлен план развития Амурских западных электрических сетей АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» напряжением 110 кВ.

Цель работы – рассмотреть развитие сетей напряжением 110 кВ Селемджинского района после ввода в эксплуатацию воздушной линии напряжением 220 кВ Февральская – Рудная, а также подстанции 220 кВ «Рудная». В процессе реализации данной цели решается определенный ряд задач.

Основными этапами работы является расчет токов короткого замыкания после модернизации сетей, проверка оборудования на соответствие этим токам, описание и расчет релейной защиты и автоматики, расчет заземления и молниезащиты подстанции «Маломыр». Также рассмотрен выбор оборудования на подстанции «Коболдо».

Произведены расчеты нормальных и послеаварийных режимов.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СЕЛЕМД- ЖИНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ.....	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Селемджинского района.....	10
1.2 Характеристика источника питания	11
1.3 Характеристика электрических сетей района	14
1.4 Расчет и анализ существующих режимов	15
2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	31
2.1 Расчет токов КЗ	31
2.2 Проверка оборудования, установленного на ПС, на соответствие его токам КЗ.....	37
3 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	43
4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «МАЛОМЫР».....	45
4.1 Однолинейная схема ПС «Маломыр».....	45
4.2 Конструктивное исполнение ПС «Маломыр»	45
4.3 Выбор комплектных распределительных устройств	49
4.4 Выбор и проверка трансформатора.....	49
4.5 Выбор и проверка выключателей.....	51
4.6 Выбор и проверка разъединителей	55
4.7 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	56
4.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	62
4.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов.....	64
4.10 Выбор трансформаторов собственных нужд	70
4.11 Разработка заземления и молниезащиты ПС «Маломыр»	71
5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «КОБОЛДО»	85
5.1 Разработка однолинейной схемы ПС «Коболдо».....	85
5.2 Конструктивное исполнение ПС «Коболдо»	85
5.3 Выбор и проверка выключателей.....	85

5.4	Выбор и проверка разъединителей	86
5.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	87
5.6	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	89
6	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	91
6.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети Селемджинского	91
6.2	Релейная защита силового трансформатора на ПС «Маломыр»	92
6.3	Автоматика на ПС «Маломыр»	101
7	РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ СЕЛЕМДЖИНСКОГО РАЙОНА.....	103
7.1	Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	103
7.2	Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)	104
7.3	Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)	106
7.4	Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	108
7.5	Выбор оптимальной мощности компенсирующего устройства	111
8	БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.....	117
8.1	Обеспечение безопасности	117
8.2	Пожарная безопасность	120
8.3	Экологичность проекта	122
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	126

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

ВЛ – воздушная линия;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

КРУ – комплектное распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ВВЕДЕНИЕ

Темой данной выпускной работы является развитие Амурских западных электрических сетей АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» напряжением 110 кВ. а именно будут рассматриваться сети Селемджинского района Амурской области.

В 2011 году ООО «Албынский рудник» подал в ОАО «ФСК ЕЭС» заявку на технологическое присоединение энергетических установок на месторождении «Албын» потребляемой мощностью 28,2 МВт. Также планируется увеличение потребляемой мощности на ПС «Маломыр» на 23,2 МВт, которая обеспечивает электроэнергией ЗАО «Маломырский рудник». Тогда суммарные нагрузки рудников составит 36,6 МВт и 37,2 МВт соответственно.

При увеличений нагрузки на базе уже существующей сети наблюдаются высокие отклонения напряжения (более 10 % от номинального), также в сети увеличиваются потери активной мощности. Из этого можно сделать вывод, что на сегодняшний день состояние существующей сети не может обеспечить экономичный режим работы, а также электроснабжение потребителей с требуемым качеством электроэнергии.

Для обеспечения питания ПС «Албын» с новой установленной мощностью планируется строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная, а также строительство двух ВЛ 110 кВ Рудная – Коболдо. Благодаря этому повысится надежность электроснабжения существующих потребителей, и появится возможность подключения новых без строительства дополнительных объектов. На ПС «Коболдо» планируется строительство двух ячеек для выполнения присоединения с ПС «Рудная».

Также существует проблема, заключающаяся в значительном падении напряжения на приемном конце протяженных линий электропередач, т.е. у потребителей, в аварийных режимах работы. В нашем случае на ПС

«Албын». Для ее решения в дипломном проекте произведен выбор компенсирующих устройств.

В ходе выполнения дипломного проекта необходимо решить следующие задачи:

- расчёт и анализ установившихся режимов;
- прогнозирование нагрузки;
- проверка основного электрооборудования 220, 110 и 35 кВ на соответствие его токам короткого замыкания;
- выбор и проверка основного электрооборудования 110 и 6 кВ на ПС «Маломыр»;
- проектирование защитных заземлений и систем молниезащиты ПС «Маломыр»;
- выбор и проверка основного электрооборудования 110 кВ на ПС «Коболдо»;
- определение необходимых объёмов релейной защиты и автоматики, расчёт уставок основных защит линии на подстанции «Маломыр»;
- выбор компенсирующих устройств на подстанции «Албын».

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СЕЛЕМДЖИНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Селемджинского района

Селемджинский район расположен в восточной части Амурской области. На северо- и юго-востоке и юге имеет границу с Хабаровским краем, на юго-западе и западе – с Мазановским районом, на северо-западе – с Зейским районом. Относится к территориям, приравненным к районам Крайнего Севера. Административный центр Селемджинского района – поселок Экимчан. Площадь района составляет 46,7 тыс. км² (12,9 % области). [1]

С момента своего образования Селемджинский район специализировался как золотодобывающий. Крупнейшими предприятиями района являются ООО «Албынский рудник», ЗАО «Маломырский рудник».

Юго-западная часть территории района расположена на Амурско-Зейской равнине, абсолютная высота которой над уровнем моря составляет 200 - 300 м, в некоторых местах – 500 - 600 м. Большая часть равнины заболочена. В северной и восточной частях равнины преобладает горный рельеф. Район относится к бассейну среднего Амура и характеризуется густой речной сетью – 0,7-1,2 км/км². [1]

На территории Селемджинского района расположено несколько особо охраняемых природных территорий: Гербиканский заказник и Норский заповедник площадью 87600 га и 211168 га соответственно, – основная задача которых сохранение и изучение в естественном состоянии природных комплексов типичных для Верхнего Приамурья.

Из-за преобладания муссонного характера циркуляции воздушных масс климат района является резко континентальным. Благодаря чему на территории Селемджинского района наблюдаются низкие температуры воздуха, небольшое количество осадков, незначительные скорости ветра.

Зима малоснежная, холодная. Лето обычно жаркое, со значительным количеством атмосферных осадков (на 60-70% больше годовой нормы), которые часто вызывают половодье на реках. Наряду с обильными дождями случаются и засухи, которые сопровождаются слабым суховеем.

По частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов район строительства относится к районам с умеренной пляской.

Селемджинский район относится к районам со сложными климатическими условиями.

Характеристики климатических условий приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики климатических условий Селемджинского района

Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	+40
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-52
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
Температура воздуха среднегодовая, °С	-5,9
Район по гололеду	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Район по ветровому давлению	II
Скорость ветра, повторяемостью 1 раз в 25 лет с 10-минутным интервалом осреднения, м/с	29
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	60-80

1.2 Характеристика источника питания

В Селемджинском районе отсутствуют ИП. ПС «Февральская» является центром питания Западных сетей Амурской области напряжением 110 кВ. От шин 110 кВ ПС Февральская питаются ПС «Селемджинск», «Стойба», «Маломыр», «Драга», «Коболдо», «Албын».

От шин 35 кВ рассматриваемой ПС питаются ПС «Драгошевск», «Исса».

К шинам 10 кВ подключены котельная, депо, водозабор, производственные базы «Лес» и «Рудник», городская нагрузка, поселок.

ПС «Февральская» обеспечивает:

- питание Тындинского отделения Дальневосточной железной дороги;
- питание потребителей Селемджинского района (основные - лесозаготовки, золотодобывающие прииски и рудники, население);
- транзит мощности Зейская ГЭС – ПС «Призейская» – ПС «Тунгала» – ПС «Февральская» – ПС «Новокиевка» – ПС «Амурская»;
- транзит мощности Зейская ГЭС – ПС «Призейская» – ПС «Тунгала» – ПС «Февральская» – ПС «Этеркан»;
- транзит мощности Нерюнгринская ГРЭС – ПС «Тында» – ПС «Призейская» – ПС «Тунгала» – ПС «Февральская» – ПС «Новокиевка» – ПС «Амурская»;
- транзит мощности Нерюнгринская ГРЭС – ПС «Тында» – ПС «Призейская» – ПС «Тунгала» – ПС «Февральская» – ПС «Этеркан»;
- транзит мощности ПС «Амурская» – ПС «Новокиевка» – ПС «Февральская» – ПС «Этеркан».

Через ПС «Февральская» осуществляется связь Южно - Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), Зейской ГЭС, ПС «Амурская» с энергосистемой Хабаровского края и ЕАО.

ПС «Февральская» работает на четыре класса напряжения: 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. ОРУ 220 кВ и 110 кВ выполнены по схеме одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин с совмещенным секционным и обходным выключателями. ОРУ 35 кВ выполнено по схеме 9 – одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. ЗРУ 10 кВ выполнено по схеме 9 – одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. Электрическая связь распределительных устройств разных классов напряжения осуществляется силовыми трансформаторами:

На ПС установлены два автотрансформатора АТ-1 и АТ-2 (АТДЦТН-63000/220/110 ХЛ1) мощностью по 63 МВА каждый и два трансформатора Т-3 и Т-4 (ТДТН-25000/110 ХЛУ1) мощностью по 25 МВА.

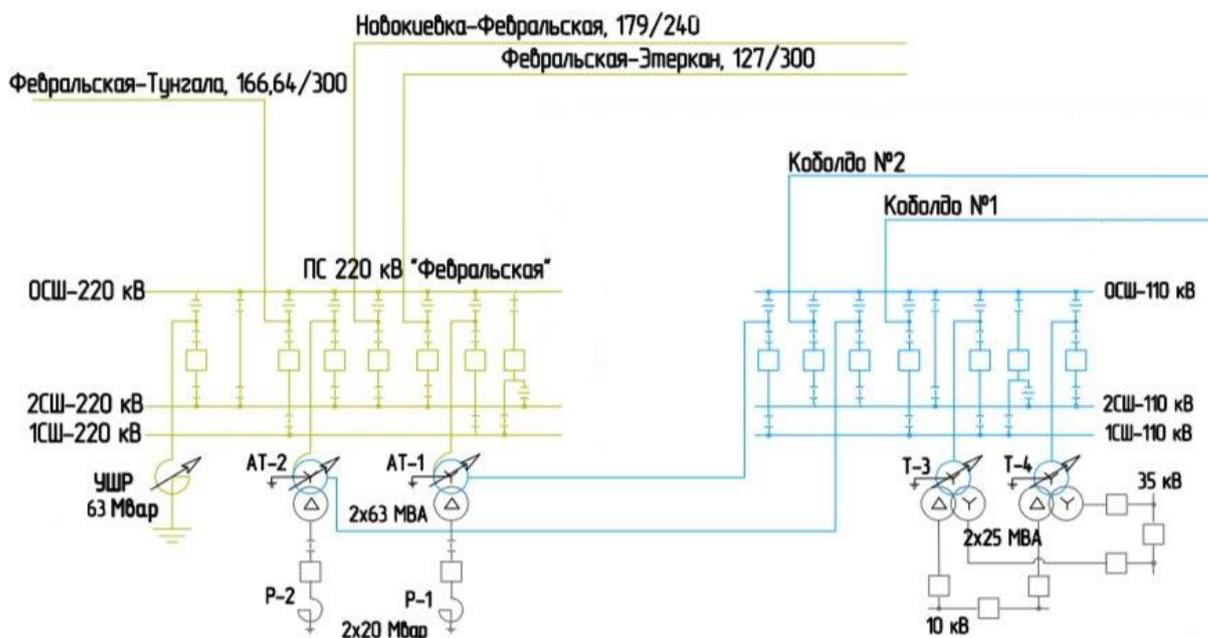


Рисунок 1 – Схема ПС Февральская

На стороне 220 кВ ОРУ установлен управляемый шунтирующий реактор типа РТУ-63000/220-У1 мощностью 63 Мвар.

На стороне 35 кВ АТ-1, АТ-2 установлены шунтирующие реакторы типа РТД-20000/35-У1 мощностью 20 Мвар.

К ОРУ 220 кВ подключено 3 ВЛ-220 кВ:

- ВЛ-220 кВ Февральская - Тунгала;
- ВЛ-220 кВ Февральская – Новокиевка с отпайкой на ПС Уландочка;
- ВЛ-220 кВ Февральская – Этеркан;

Присоединения ОРУ-110 кВ:

• ВЛ-110 кВ Февральская – Коболдо с отпайкой на ПС Стойба, Маломыр;

• ВЛ-110 кВ Февральская – Коболдо с отпайкой на ПС Селемджинск, отпайкой на ПС Драга и отпайкой на ПС Стойба, Маломыр.

1.3 Характеристика электрических сетей района

Электроснабжение существующих потребителей электроэнергии Селемджинского района осуществляется по двухцепной ВЛ 110 кВ Февральская – Коболдо с отпайками, протяжённостью 176,7 км от Амурской энергосистемы.

Существующая электрическая сеть Селемджинского района сформирована на напряжение 110 - 35 кВ (постройки 1986-2010 гг.). В эксплуатации находятся 6 трансформаторных подстанций с напряжением ВН 110 кВ и 8 ПС на напряжение 35 кВ. Большая часть трансформаторных подстанций недогружена, на восьми ПС один из трансформаторов работает в режиме ХХ. Линии, в основном, также недогружены.

Все ЛЭП имеют большую протяжённость, максимальная длина линии составляет 176,7 километров на промежутке от ПС «Февральская» до ПС «Коболдо». Двухцепное исполнение имеют практически все линии, кроме отпаек на ПС «Селемджинск» и ПС «Драга» и строящейся линии Февральская – Рудная. Все ВЛ рассматриваемые в данной выпускной квалификационной работе и их протяжённость приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные ВЛ Селемджинского района напряжением 110-220 кВ

Наименование ЛЭП	Марка провода	Рабочее напряжение, кВ	Длина, км
Февральская – Рудная	АС-300/66	220	174
Февральская – Селемджинск	2хАС-120/19	110	31,3
Февральская – Стойба	2хАС-120/19	110	88,6
Стойба – Маломыр	2хАС-150/24	110	35,5
Селемджинск – Стойба	АС-120/19	110	57,3
Стойба – Драга	АС-120/19	110	42,3
Драга – Коболдо	2хАС-120/19	110	45,9
Стойба – Коболдо	2хАС-120/19	110	88,2
Коболдо – Албын	2хАС-150/24	110	74
Рудная – Коболдо	2хАС-240/32	110	0,1

ООО «Албынский рудник» и ЗАО «Маломырский рудник» подали в АО «ДРСК» заявку на технологическое присоединение энергетических

установок на месторождении «Албын» и «Маломыр» потребляемой мощностью 28,2 и 23,2 МВт соответственно.

Для организации выдачи необходимой мощности на ПС «Албын» планируется строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная протяженностью 174 км с ПС 220 кВ «Рудная» и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА, а также строительство двух ВЛ 110 кВ Рудная – Коболдо ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая. На ПС «Коболдо» планируется строительство двух ячеек 110 кВ для организации связи с ПС «Рудная».

Данные мероприятия будут способствовать повышению надежности электроснабжения существующих потребителей и обеспечению возможности подключения новых потребителей.

1.4 Расчет и анализ существующих режимов

Режимом электроэнергетической системы называется совокупность параметров, характеризующих её состояние в данный момент времени. Расчет режимов работы является важной частью проектирования электрических сетей, а также анализа их состояния. По результатам расчета можно получить параметры режима, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения, токовые загрузки линий и трансформаторов и т.д.

Благодаря результатам расчета различных режимов (нормальных, ремонтных, послеаварийных) можно заранее определить слабые места сети и предпринять меры по их устранению для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

В данной бакалаврской работе для расчета режимов использован ПВК RastrWin 3. Чтобы рассчитать режим в ПВК, необходимо рассчитать параметры линии, трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активные сопротивления линий:

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

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

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

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой обмотки соответствующего напряжения, активной и реактивной проводимостями, а также коэффициентами трансформации.

Коэффициенты трансформации для двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле 4, для трехобмоточного – по формулам 5-7:

$$K_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (4)$$

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

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

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

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

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

В таблицах 3, 4 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов. Нагрузки в узлах схемы были взяты из данных контрольных замеров, приведенных в приложении.

Таблица 3 – Параметры узлов схемы замещения

Тип	№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$ узла, кВ	$P_{\text{н}}$, МВт	$Q_{\text{н}}$, вар	$Q_{\text{г}}$, МВт	$V_{\text{зад}}$, кВ	$B_{\text{ш}}$, мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	1	ПС Февральская	220				234	
Нагр	2	о.т. АТ9	220					
Нагр	3	о.т. АТ10	220					
Нагр	4	НН АТ9	35					16326,5
Нагр	5	НН АТ10	35					16326,5
Нагр	8	СН АТ9 / ВН Т12	110					
Нагр	9	СН АТ10 / ВН Т11	110					
Нагр	10	о.т. Т12	110					
Нагр	11	о.т. Т11	110					
Нагр	12	СН Т12	35					
Нагр	13	СН Т11	35	0,2	0,1			
Нагр	14	НН Т12	10	0,4	0,2			
Нагр	15	НН Т11	10	1,6	0,7			
Нагр	16	ПС Селемджинск	110	0,14	0,13			
Нагр	19	отп. на ПС Стойба	110					
Нагр	20	отп. на ПС Стойба	110					
Нагр	21	ВН Т4	110					
Нагр	22	ПС «Стойба»	6	0,14	0,06			
Нагр	23	ВН Т5	110					
Нагр	24	о.т. Т5	110					
Нагр	25	НН Т5	6					
Нагр	26	СН Т5	35					
Нагр	27	ВН Т6	110					
Нагр	28	ВН Т7	110					
Нагр	29	о.т. Т6	110					
Нагр	30	СН Т6	35					
Нагр	31	ПС «Маломыр»	6	10	4,9			
Нагр	32	о.т. Т7	110					
Нагр	33	СН Т7	35					

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нарп	34	НН Т7	6					
Нарп	35	отп.а на ПС Драга	110					
Нарп	36	ВН Т3	110					
Нарп	37	о.т. Т3	110					
Нарп	38	СН Т3	35					
Нарп	39	ПС «Драга»	6					
Нарп	40	ВН Т2	110					
Нарп	41	о.т. Т2	110					
Нарп	42	СН Т2	35					
Нарп	43	ПС «Коболдо»	6					
Нарп	44	ВН Т1	110					
Нарп	45	о.т. Т1	110					
Нарп	46	СН Т1	35	6,1	4,1			
Нарп	47	НН Т1	6	0,6	0,3			
Нарп	48	ВН Т-2 А	110					
Нарп	49	о.т. Т-2 А	110					
Нарп	50	СН Т-2 А	35					
Нарп	51	НН Т-2 А	6	4,8	1			
Нарп	52	ВН Т-1 А	110					
Нарп	53	о.т. Т-1 А	110					
Нарп	54	СН Т-1 А	35					
Нарп	55	НН Т-1 А	6	15,1	1,2			
Нарп	111	УШР	220			58,9		

Таблица 4 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	1	2	ПС «Февральск» - о.т. АТ9	1,43	104,12	5,9	1,000
Тр-р	2	4	о.т. АТ9 – НН АТ9	1,43	195,65		0,167
Тр-р	2	8	о.т. АТ9 – СН АТ9	1,43			0,526
Тр-р	1	3	ПС Февральск - о.т. АТ10	1,43	104,11	5,9	1,000

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	3	5	о.т. АТ10 – НН АТ10	1,43	195,64		0,167
Тр-р	3	9	о.т. АТ10 – СН АТ10	1,43			0,526
Тр-р	9	11	СН АТ10 / ВН Т11 - о.т. Т11	1,48	56,87	13	1,000
Тр-р	11	13	о.т. Т11 – СН Т11	1,48			0,335
Тр-р	11	15	о.т. Т11 – НН Т11	1,48	35,71		0,096
Тр-р	8	10	СН АТ9 / ВН Т12 - о.т. Т12	1,48	56,87	13	1,000
Тр-р	10	12	о.т. Т12 – СН Т12	1,48			0,335
Тр-р	10	14	о.т. Т12 – НН Т12	1,48	35,71		0,096
Тр-р	21	22	ВН Т4 – ПС Стойба	14,7	220,4	3,8	0,057
Тр-р	23	24	ВН Т5- о.т. Т5	5,03	142,08	8,2	1,000
Тр-р	24	26	о.т. Т5 – СН Т5	5,03			0,335
Тр-р	24	25	о.т. Т5 – НН Т5	5,03	82,5		0,057
Тр-р	27	29	ВН Т6- о.т. Т6	2,58	88,82	12	1
Тр-р	28	32	ВН Т7- о.т. Т7	2,58	88,82	12	1
Тр-р	29	30	о.т. Т6 – СН Т6	2,58			0,335
Тр-р	32	33	о.т. Т7 – СН Т7	2,58			0,335
Тр-р	29	31	о.т. Т6 – ПС Маломыр	2,58	51,6		0,055
Тр-р	32	34	о.т. Т7 – НН Т7	2,58	51,6		0,055
Тр-р	36	37	ВН Т3- о.т. Т3	9,66	225,46	5,6	1
Тр-р	37	38	о.т. Т3 – СН Т3	9,66			0,335
Тр-р	37	39	о.т. Т3 – ПС Драга	9,66	130,84		0,057
Тр-р	44	45	ВН Т1- о.т. Т1	1,48	56,87	13	1,000
Тр-р	40	41	ВН Т2- о.т. Т1	1,48	56,87	13	1,000
Тр-р	45	46	о.т. Т1 – СН Т1	1,48			0,335
Тр-р	41	42	о.т. Т2 – СН Т2	1,48			0,335
Тр-р	45	47	о.т. Т1 – НН Т1	1,48	35,71		0,057
Тр-р	41	43	о.т. Т2 – ПС Коболдо	1,48	35,71		0,057
Тр-р	48	49	ВН Т-2 А- о.т. Т-2 А	1,48	56,87	13	1,000
Тр-р	52	53	ВН Т-1 А- о.т. Т-1 А	1,48	56,87	13	1,000
Тр-р	49	50	о.т. Т-2 А – СН Т-2 А	1,48			0,335
Тр-р	53	54	о.т. Т-1 А – СН Т-1 А	1,48			0,335
Тр-р	49	51	о.т. Т-2 А – НН Т-2 А	1,48	35,71		0,057
Тр-р	53	55	о.т. Т-1 А – НН Т-1 А	1,48	35,71		0,057
ЛЭП	9	19	СН АТ10 / ВН Т11 -	22,061	37,832	235,676	
ЛЭП	8	16	СН АТ9/ВН Т12 – ПС Селемджинск	7,794	13,365	83,258	
ЛЭП	16	20	ПС Селемджинск -	14,268	24,467	152,418	
ЛЭП	20	21	отп. на ПС Стойба- ВН Т4	0,632	1,085	6,756	
ЛЭП	19	23	отп. на ПС Стойба - ВН Т5	0,632	1,085	6,756	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	21	28	ВН Т4 - ВН Т7	7,029	14,91	95,85	
ЛЭП	23	27	ВН Т5 - ВН Т6	7,029	14,91	95,85	
ЛЭП	20	35	отп. на ПС Стойба - отп. на ПС Драга	10,533	18,062	112,518	
ЛЭП	35	36	отп. на ПС Драга - ВН Т3	0,01	0,017	0,106	
ЛЭП	19	44	отп. на ПС Стойба - ВН Т1	21,962	37,661	234,612	
ЛЭП	35	40	отп. на ПС Драга - ВН Т2	11,429	19,599	122,094	
ЛЭП	40	48	ВН Т2 - ВН Т-2 А	14,652	31,08	199,8	
ЛЭП	44	52	ВН Т1 - ВН Т-1 А	14,652	31,08	199,8	
Выкл	8	9	СН АТ9 / ВН Т12 – СН АТ10 / ВН Т11				
Выкл	12	13	СН Т12 – СН Т11				
Выкл	14	15	НН Т12 – НН Т11				
Выкл	22	25	ПС «Стойба» - НН Т5				
Выкл	31	34	ПС «Маломыр» - НН Т7				
Выкл	42	46	СН Т2 – СН Т1				
Выкл	47	43	НН Т1 – ПС «Кодолдо»				
Выкл	51	55	НН Т-2 А - НН Т-1 А				
Выкл	27	28	ВН Т6 - ВН Т7				
Выкл	40	44	ВН Т2 - ВН Т1				

1.4.1 Расчет нормального режима (зимний максимум)

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности. Нагрузки в данном режиме максимальны.

Таблица 5 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I _{доп} , А	I/ I _{доп} , %
1	2	3	4	5
СН АТ10 / ВН Т11 – отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	102	390	26,2
СН АТ9 / ВН Т12 – ПС Селемджинск	АС – 120/19	84	390	21,5
ПС Селемджинск - отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	82	390	21
отп. на ПС Стойба – ВН Т4	АС – 120/19	-	390	-
отп. на ПС Стойба – ВН Т5	АС – 120/19	57	390	14,7
ВН Т4 – ВН Т7	АС – 150/24	-	450	-
ВН Т5 – ВН Т6	АС – 150/24	56	450	12,9

1	2	3	4	5
отп. на ПС Стойба – отп. на ПС Драга	АС – 120/19	81	390	20,9
отп. на ПС Драга – ВН Т3	АС – 120/19	0,37	390	0,1
отп. на ПС Стойба – ВН Т1	АС – 120/19	48	390	12,2
отп. на ПС Драга – ВН Т2	АС – 120/19	81	390	21,0
ВН Т2 – ВН Т-2 А	АС – 150/24	23	450	5,0
ВН Т1 – ВН Т-1 А	АС – 150/24	85	450	19,3

Таблица 6 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	dU , %
1	2	3	4	5
1	ПС "Февральск"	220	234	6,36
2	о.т. АТ9	220	224,85	2,2
3	о.т. АТ10	220	223,84	1,75
4	НН АТ9	35	34,55	-1,3
5	НН АТ10	35	34,39	-1,74
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	118,18	7,43
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	117,69	6,99
10	о.т. Т12	110	106,49	-3,19
11	о.т. Т11	110	105,85	-3,77
12	СН Т12	35	35,65	1,85
13	СН Т11	35	35,44	1,25
14	НН Т12	10	10,17	1,68
15	НН Т11	10	10,1	0,96
16	ПС "Селемджинск"	110	117,31	6,65
19	отп. на ПС Стойба	110	113,79	3,44
20	отп. на ПС Стойба	110	115,54	5,03
21	ВН Т4	110		
22	ПС "Стойба"	6	6,18	3,06
23	ВН Т5	110	113,7	3,36
24	о.т. Т5	110	107,82	-1,98
25	НН Т5	6	6,18	3,06
26	СН Т5	35	36,1	3,13
27	ВН Т6	110	112,6	2,36
28	ВН Т7	110	112,6	2,36
29	о.т. Т6	110	107,86	-1,95
30	СН Т6	35	36,11	3,17
31	ПС "Маломыр"	6	5,83	-2,86
32	о.т. Т7	110		
33	СН Т7	35		
34	НН Т7	6	5,83	-2,86

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
35	отп.а на ПС Драга	110	114,02	3,65
36	ВН Т3	110	114,02	3,65
37	о.т. Т3	110	108,24	-1,6
38	СН Т3	35	36,24	3,53
39	ПС "Драга"	6	6,21	3,53
40	ВН Т2	110	112,19	1,99
41	о.т. Т2	110		
42	СН Т2	35	36,5	4,29
43	ПС "Коболдо"	6	6,26	4,29
44	ВН Т1	110	112,18	1,99
45	о.т. Т1	110	109,08	-0,84
46	СН Т1	35	36,5	4,29
47	НН Т1	6	6,26	4,29
48	ВН Т-2 А	110	111,71	1,55
49	о.т. Т-2 А	110	107,42	-2,34
50	СН Т-2 А	35	35,96	2,75
51	НН Т-2 А	6	6,15	2,47
52	ВН Т-1 А	110	109,28	-0,65
53	о.т. Т-1 А	110	107,62	-2,16
54	СН Т-1 А	35	36,03	2,95
55	ПС "Албын"	6	6,13	2,19
111	УШР	220	234	6,36

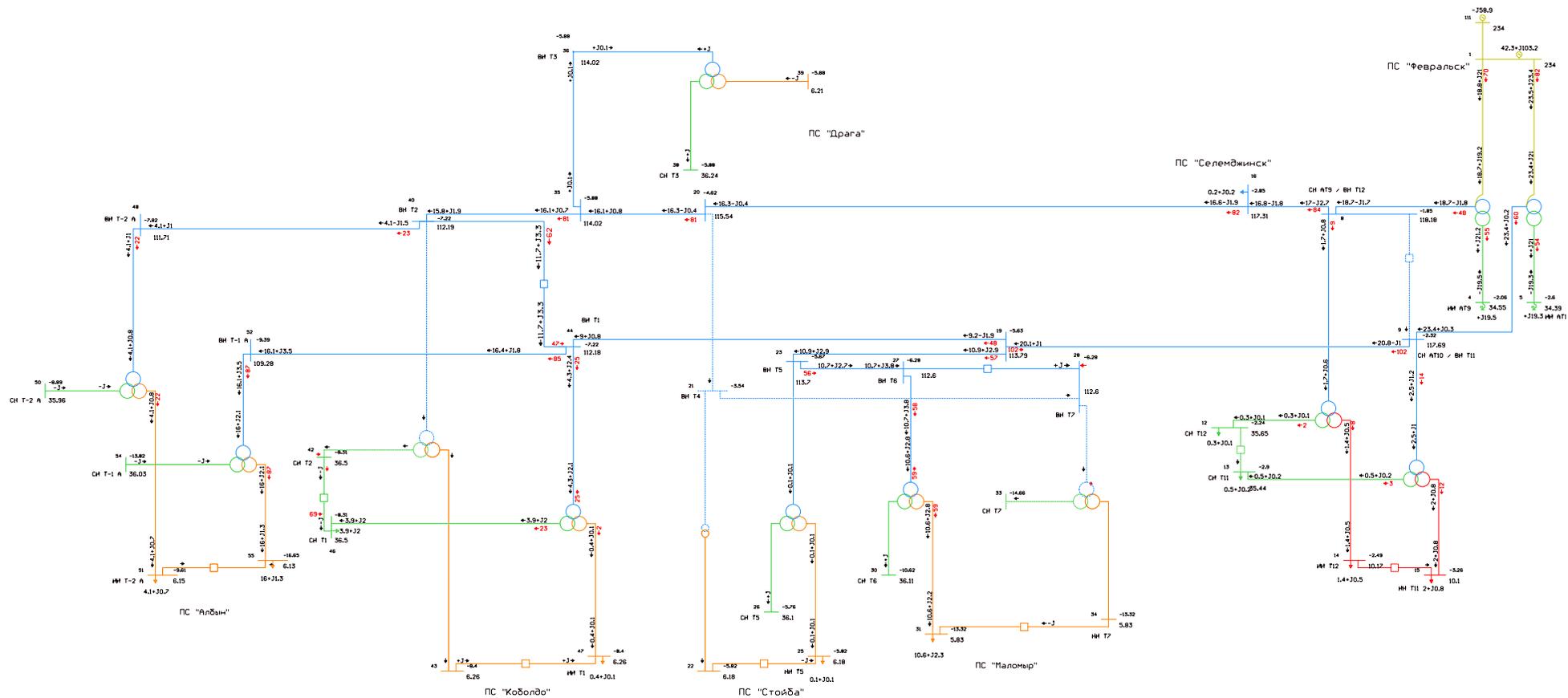


Рисунок 2 – Схема максимального режима в ПВК RastrWin 3

1.4.2 Расчет нормального режима (летний минимум)

Нагрузки в данном режиме минимальны.

Таблица 7 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I _{доп} , А	I/ I _{доп} , %
СН АТ10 / ВН Т11 – отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	109	390	28,7
СН АТ9 / ВН Т12 – ПС Селемджинск	АС – 120/19	91	390	23,3
ПС Селемджинск - отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	91	390	23,4
отп. на ПС Стойба – ВН Т4	АС – 120/19	1	390	0,2
отп. на ПС Стойба – ВН Т5	АС – 120/19	60	390	15,4
ВН Т4 – ВН Т7	АС – 150/24	-	450	-
ВН Т5 – ВН Т6	АС – 150/24	60	450	13,9
отп. на ПС Стойба – отп. на ПС Драга	АС – 120/19	91	390	23,6
отп. на ПС Драга – ВН Т3	АС – 120/19	0,355	390	0,1
отп. на ПС Стойба – ВН Т1	АС – 120/19	92	390	14,5
отп. на ПС Драга – ВН Т2	АС – 120/19	56	390	23,9
ВН Т2 – ВН Т-2 А	АС – 150/24	27	450	6,1
ВН Т1 – ВН Т-1 А	АС – 150/24	84	450	19,2

Таблица 8 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	2	3	4	5
1	ПС "Февральск"	220	234	6,36
2	о.т. АТ9	220	223,67	1,67
3	о.т. АТ10	220	222,19	0,99
4	НН АТ9	35	34,37	-1,81
5	НН АТ10	35	34,14	-2,47
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	115,27	4,79
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	114,58	4,16
10	о.т. Т12	110	107,51	-2,26
11	о.т. Т11	110	106,56	-3,13
12	СН Т12	35	35,99	2,84
13	СН Т11	35	35,67	1,92
14	НН Т12	10	10,28	2,77
15	НН Т11	10	10,17	1,68
16	ПС "Селемджинск"	110	113,96	3,6
19	отп. на ПС Стойба	110	109,18	-0,74
20	отп. на ПС Стойба	110	111,37	1,25
21	ВН Т4	110	111,37	1,25
22	ПС "Стойба"	6	6,09	1,56
23	ВН Т5	110	109,08	-0,84
24	о.т. Т5	110		
25	НН Т5	6	6,09	1,56

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
26	СН Т5	35		
27	ВН Т6	110	107,67	-2,12
28	ВН Т7	110	107,66	-2,12
29	о.т. Т6	110	109,17	-0,76
30	СН Т6	35	36,55	4,42
31	ПС "Маломыр"	6	5,91	-1,53
32	о.т. Т7	110	109,17	-0,76
33	СН Т7	35	36,55	4,42
34	НН Т7	6	5,91	-1,53
35	отп.а на ПС Драга	110	109,28	-0,65
36	ВН Т3	110	109,28	-0,65
37	о.т. Т3	110	109,28	-0,65
38	СН Т3	35	36,59	4,53
39	ПС "Драга"	6	6,27	4,53
40	ВН Т2	110	106,84	-2,87
41	о.т. Т2	110		
42	СН Т2	35	35,52	1,48
43	ПС "Коболдо"	6	6,09	1,45
44	ВН Т1	110	106,84	-2,87
45	о.т. Т1	110	106,18	-3,48
46	СН Т1	35	35,52	1,48
47	НН Т1	6	6,09	1,45
48	ВН Т-2 А	110	106,1	-3,54
49	о.т. Т-2 А	110	109,32	-0,62
50	СН Т-2 А	35	36,6	4,56
51	НН Т-2 А	6	6,25	4,18
52	ВН Т-1 А	110	103,94	-5,51
53	о.т. Т-1 А	110	106,08	-3,56
54	СН Т-1 А	35	35,51	1,47
55	НН Т-1 А	6	6,05	0,76
111	УШР	220	234	6,36

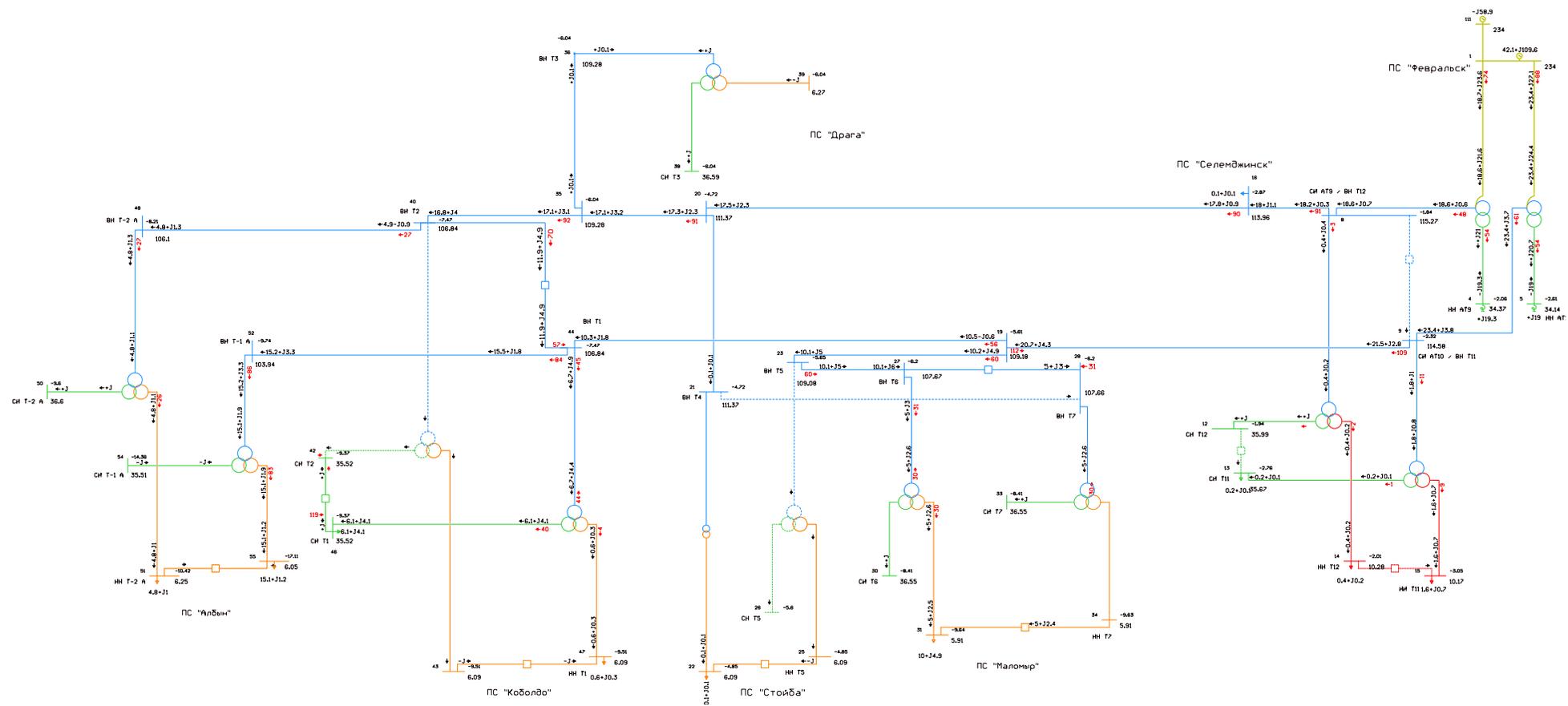


Рисунок 3 – Схема минимального режима в ПК RastrWin 3

1.4.3 Расчет режима зимнего максимума с увеличенной нагрузкой

Рассмотрим возможность увеличения нагрузки на базе уже существующей схемы сети. Примем нагрузку на ПС Албын 36,6 МВт и на ПС Маломыр 37,2 МВт.

Таблица 9 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I _{доп} , А	I/I _{доп} , %
СН АТ10 / ВН Т11 – отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	233	390	59,8
СН АТ9 / ВН Т12 – ПС Селемджинск	АС – 120/19	296	390	75,8
ПС Селемджинск - отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	294	390	76,6
отп. на ПС Стойба – ВН Т4	АС – 120/19	124	390	31,9
отп. на ПС Стойба – ВН Т5	АС – 120/19	129	390	33,1
ВН Т4 – ВН Т7	АС – 150/24	125	450	27,9
ВН Т5 – ВН Т6	АС – 150/24	132	450	29,2
отп. на ПС Стойба – отп. на ПС Драга	АС – 120/19	179	390	45,9
отп. на ПС Драга – ВН Т3	АС – 120/19	0,267	390	0,1
отп. на ПС Стойба – ВН Т1	АС – 120/19	135	390	34,6
отп. на ПС Драга – ВН Т2	АС – 120/19	179	390	46,7
ВН Т2 – ВН Т-2 А	АС – 150/24	181	450	41,3
ВН Т1 – ВН Т-1 А	АС – 150/24	120	450	26,7

Таблица 10 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	2	3	4	5
1	ПС "Февральск"	220	234	6,36
2	о.т. АТ9	220	207,09	-5,87
3	о.т. АТ10	220	218,37	-0,74
4	НН АТ9	35	31,82	-9,09
5	НН АТ10	35	33,55	-4,14
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	109,75	-0,22
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	115,02	4,56
10	о.т. Т12	110	98,85	-10,13
11	о.т. Т11	110	103,43	-5,97
12	СН Т12	35	33,09	-5,45
13	СН Т11	35	34,62	-1,08
14	НН Т12	10	9,44	-5,64
15	НН Т11	10	9,86	-1,36
16	ПС "Селемджинск"	110	102,57	-6,76
19	отп. на ПС Стойба	110	103,69	-5,74
20	отп. на ПС Стойба	110	89,47	-18,67
21	ВН Т4	110	89,24	-18,87
22	ПС "Стойба"	6	4,62	-23,08

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
23	ВН Т5	110	103,44	-5,96
24	о.т. Т5	110		
25	НН Т5	6	4,62	-23,08
26	СН Т5	35		
27	ВН Т6	110	100,28	-8,84
28	ВН Т7	110	86,45	-21,41
29	о.т. Т6	110	88,78	-19,29
30	СН Т6	35		
31	ПС "Маломыр"	6	4,62	-23,05
32	о.т. Т7	110	86,85	-21,05
33	СН Т7	35		
34	НН Т7	6	4,62	-23,05
35	отп.а на ПС Драга	110	83,53	-24,06
36	ВН Т3	110	83,53	-24,06
37	о.т. Т3	110	79,3	-27,91
38	СН Т3	35	26,55	-24,15
39	ПС "Драга"	6	4,55	-24,15
40	ВН Т2	110	77	-30
41	о.т. Т2	110		
42	СН Т2	35	32,82	-6,24
43	ПС "Коболдо"	6	5,63	-6,23
44	ВН Т1	110	101,07	-8,12
45	о.т. Т1	110	98,08	-10,83
46	СН Т1	35	32,82	-6,24
47	НН Т1	6	5,63	-6,23
48	ВН Т-2 А	110	67,4	-38,73
49	о.т. Т-2 А	110	56,27	-48,85
50	СН Т-2 А	35		
51	НН Т-2 А	6	3	-50
52	ВН Т-1 А	110	100,56	-8,58
53	о.т. Т-1 А	110	102,82	-6,52
54	СН Т-1 А	35		
55	НН Т-1 А	6	5,88	-2,04
111	УШР	220	234	6,36

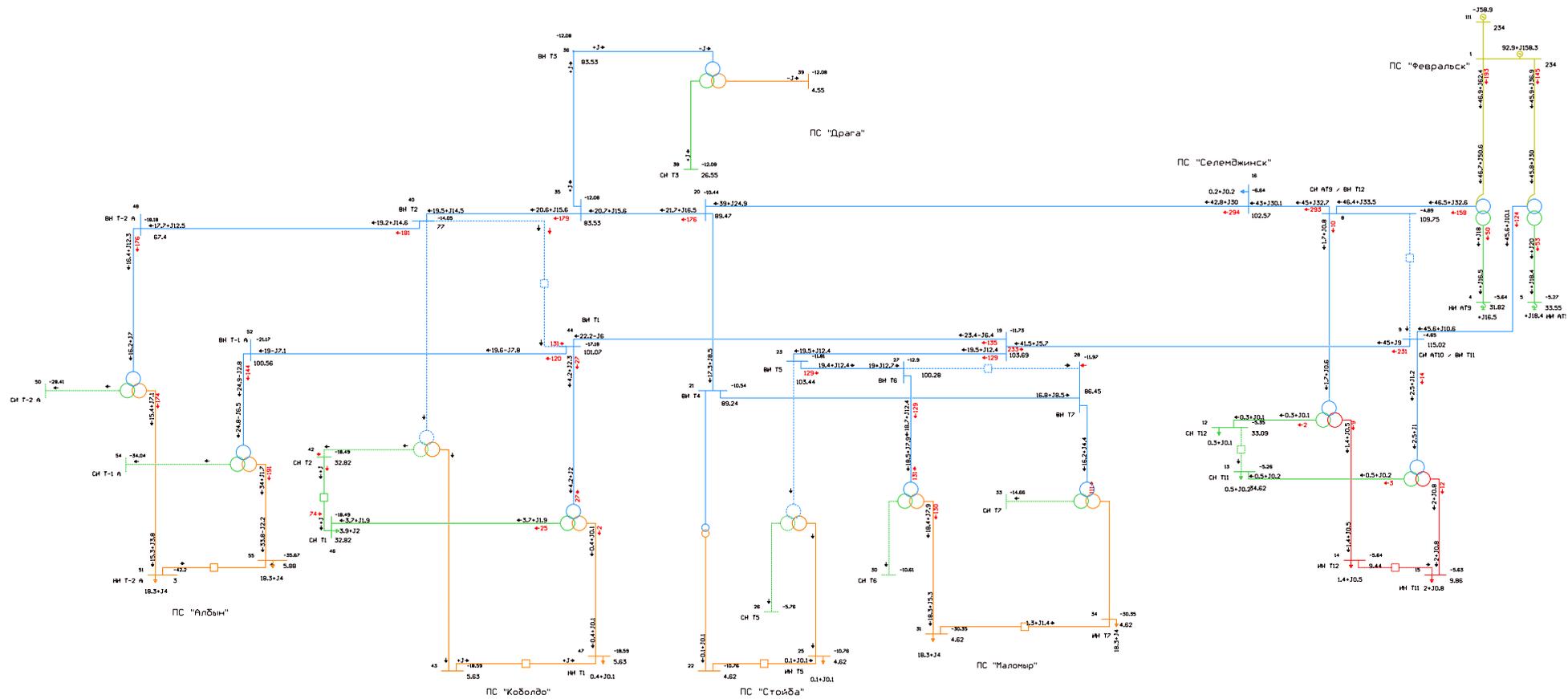


Рисунок 4 – Схема максимального режима с увеличением нагрузки в ПВК RastrWin 3

Таблица 11 – Суммарные потери в сети

Потери мощности	В максимальном режиме	В минимальном режиме	В максимальном режиме при увеличении нагрузки
ΔP , МВт	2,66	3,06	18,29
ΔQ , Мвар	36,33	38,03	99,02

1.4.4 Анализ режимов

По результатам расчета нормальных режимов, можно сделать вывод, что многие линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы. Отклонения напряжений находятся в допустимых пределах.

При расчете нормального режима с увеличением нагрузки на ПС «Албын» и ПС «Маломыр» до требуемого значения можно заметить, что токовая загрузка линий увеличилась до 80 %, а отклонения напряжений выходят за допустимые пределы ± 10 % в большинстве из узлов сети.

В настоящий момент времени при увеличении нагрузки данная сеть не отвечает требованиям, предъявляемым к надежности электроснабжения потребителей, а также качеству электроэнергии. Необходима реконструкция и модернизация сети.

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1 Расчет токов КЗ

Расчет токов короткого замыкания будем проводить в ПКВ RastrWin 3. Чтобы определить токи КЗ, необходимо рассчитать параметры линии, трансформаторов, систем.

В качестве расчетного вида КЗ для проверки оборудования по термической и электродинамической стойкости следует принимать трехфазное КЗ.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

- 1) I_{T0} – периодическая составляющая тока короткого замыкания;
- 2) i_{y0} – ударный ток короткого замыкания;
- 3) i_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определим параметры схемы замещения. Расчет произведем в именованных единицах. При моделировании сети в ПКВ RastrWin 3 параметры элементов задаются без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов [2].

Примем ЭДС системы $E_c = 230$ кВ. Зададимся базисными напряжениями 230 кВ, 115 кВ, 37 кВ, 10,5 кВ, 6,3 кВ.

Сопротивление системы X_c определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp.ном}^2}{S_{K3}} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}}, \quad (8)$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания системы;

I_{K3} – ток короткого замыкания системы

Рассчитаем сопротивление систем по формуле 8:

$$X_{C1} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 2,257} = 58,835 \text{ Ом},$$

$$X_{C2} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 3,616} = 36,723 \text{ Ом},$$

$$X_{C3} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 2,155} = 61,62 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление линии определяем по формуле 2:

$$X_{8-16} = 0,427 \cdot 31,3 = 13,365 \text{ Ом}.$$

Сопrotивления обмоток для трехобмоточного трансформатора определяем по формулам 9-11:

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}}{S_{НОМ}}, \quad (9)$$

$$X_{TC} = 0 \quad (10)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}}{S_{T.НОМ}}, \quad (11)$$

где $U_{KB\%} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}),$

$$U_{KC\%} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}),$$

$$U_{KH\%} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C});$$

$S_{T.НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Найдем сопrotивления обмоток автотрансформатора на ПС «Февральская» по формулам 9-11:

$$X_{TB} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 104,121 \text{ Ом},$$

$$X_{CH} = 0,$$

$$X_{TH} = \frac{23,3}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 195,646 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление двухобмоточного трансформатора определяем как:

$$X_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}}{S_{T.НОМ}}, \quad (12)$$

Найдем сопротивление двухобмоточного трансформатора на ПС

«Стойба» по формуле 12:

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{6,3} = 220,417 \text{ Ом.}$$

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 5.

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial}, \quad (13)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (14)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания запишем в таблицу 12.

Таблица 12 – Токи трехфазного короткого замыкания

Точка короткого замыкания	I_{n0} , кА	T_a , с	$K_{y\partial}$	$i_{y\partial}$, кА	i_a , кА
1	2	3	4	5	6
К1	3,322	0,05	1,8	8,456	3,846
К2	2,982	0,06	1,85	7,802	3,57
К3	2,597	0,06	1,85	6,795	3,109
К4	2,837	0,06	1,85	7,422	3,396
К5	2,083	0,05	1,8	5,302	2,412
К6	1623	0,05	1,8	4,131	1,879
К7	1,916	0,05	1,8	4,877	2,218
К8	2,234	0,06	1,85	5,845	2,674
К9	1,335	0,05	1,8	3,398	1,546
К10	1,916	0,06	1,85	5,013	2,294
К11	14,132	0,06	1,85	36,973	16,918
К12	1,588	0,05	1,8	4,042	1,839
К13	1,120	0,06	1,85	2,93	1,341
К14	1,186	0,05	1,8	3,019	1,373
К15	1,411	0,06	1,85	3,692	1,689
К16	10,708	0,06	1,85	28,015	12,819

1	2	3	4	5	6
K17	1,343	0,05	1,8	3,419	1,555
K18	1,915	0,06	1,85	5,01	2,292

Рассчитаем ток однофазного КЗ в точке K14. По нему проверяется заземляющее устройство ПС «Маломыр».

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{0Л} = X_{Л} \cdot k, \quad (15)$$

где k – отношение X_0/X_1 для одноцепных и двухцепных воздушных линий, примем его равным 3 и 4,7 соответственно.

$$X_{8-16,0} = 13,365 \cdot 4,7 = 62,816 \text{ Ом.}$$

Сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора:

$$X_{0ТВ} = X_{ТВ}, \quad (16)$$

$$X_{0ТН} = X_{ТН}, \quad (17)$$

$$X_{АТВ} = 104,121 \text{ Ом,}$$

$$X_{АТН} = 195,646 \text{ Ом.}$$

Сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$X_{0Т} = X_{Т}, \quad (18)$$

$$X_{0Т} = 220,417 \text{ Ом.}$$

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 6.

Однофазный ток КЗ в точке K14 равен 1,779 кА.

2.2 Проверка оборудования, установленного на ПС, на соответствие его токам КЗ

Проверку оборудования будем проводить по номинальному напряжению, току термической и электродинамической стойкости, току отключения.

Проверку по термической устойчивости проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (19)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Время отключения определяется по формуле:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{с.в.}, \quad (20)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты;

$t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя.

Для ПС «Февральская» рассчитаем значения по формулам 19-20

$$t_{откл} = 0,03 + 0,08 = 0,11 \text{ с.}$$

$$B_k = 3,322^2 \cdot (0,02 + 0,11) = 1,766 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В таблице 13 приведена проверка оборудования на ОРУ 220 кВ.

Таблица 13 – проверка оборудования на ОРУ ПС «Февральская» 220 кВ

Проверяемый параметр, тип оборудования	Расчетны данные	Справочные данные	Условие выбора
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель У-220/2000-25 У1; - выключатель 242PMR40-30; - разъединитель РНДЗ - 16-220/1000 УХЛ1 - разъединитель РНДЗ - 2-220/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 220Б-III У1.	$U_{уст}$ 220	$U_{ном}$ 220	$U_{уст} \leq U_{ном}$

2. По термической стойкости, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$: - выключатель У-220/2000-25 У1; - выключатель 242PMR40-30; - разъединитель РНДЗ - 16-220/1000 УХЛ1 - разъединитель РНДЗ - 2-220/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 220Б-III У1.	B_K 1,766	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ 1875 4800 4800 4800	$B_K \leq B_T$
3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель У-220/2000-25 У1; - выключатель 242PMR40-30; - разъединитель РНДЗ - 16-220/1000 УХЛ1 - разъединитель РНДЗ - 2-220/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 220Б-III У1.	$i_{\text{уд}}$ 8,456	$i_{\text{дин}}$ 64 100 100 100	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
4. По току отключения, кА: - выключатель У-220/2000-25 У1; - выключатель 242PMR40-30.	$I_{\text{н0}}^{(3)}$ 3,322 3,322	$I_{\text{откл}}$ 25 40	$I_{\text{н0}}^{(3)} \leq I_{\text{откл}}$

В таблице 14 приведена проверка оборудования на ОРУ 110 кВ.

Таблица 14 – проверка оборудования на ОРУ 110 кВ

Проверяемый параметр, тип оборудования	Расчетны данные	Справочные данные	Условие выбора
ПС «Февральская»			
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1.	$U_{\text{уст}}$ 110	$U_{\text{ном}}$ 110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
2. По термической стойкости, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1.	B_K 4,179	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ 1200 2977	$B_K \leq B_T$
3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1.	$i_{\text{уд}}$ 7,802	$i_{\text{дин}}$ 52 80	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
4. По току отключения, кА: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1.	$I_{\text{н0}}^{(3)}$ 3,322	$I_{\text{откл}}$ 20	$I_{\text{н0}}^{(3)} \leq I_{\text{откл}}$
ПС «Селемджинск»			
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	$U_{\text{уст}}$ 110	$U_{\text{ном}}$ 110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

2. По термической стойкости, $кА^2 \cdot с$: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	B_K 1,996	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ 1200 2977 2977 2700	$B_K \leq B_T$
3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	$i_{уд}$ 5,302	$i_{дин}$ 52 80 80 90	$i_{уд} \leq i_{дин}$
4. По току отключения, кА: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1.	$I_{н0}^{(3)}$ 2,083	$I_{откл}$ 20	$I_{н0}^{(3)} \leq I_{откл}$
ПС «Коболдо»			
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - выключатель ЗАР1ДТ-110; - разъединитель РГПЗ - 1-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	$U_{уст}$ 110	$U_{ном}$ 110	$U_{уст} \leq U_{ном}$
2. По термической стойкости, $кА^2 \cdot с$: - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - выключатель ЗАР1ДТ-110; - разъединитель РГПЗ - 1-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	B_K 1,615	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ 1875 4800 4800 2977 2700	$B_K \leq B_T$
3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - выключатель ЗАР1ДТ-110; - разъединитель РГПЗ - 1-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	$i_{уд}$ 4,877	$i_{дин}$ 65 108 100 80 90	$i_{уд} \leq i_{дин}$
4. По току отключения, кА: - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - выключатель ЗАР1ДТ-110.	$I_{н0}^{(3)}$ 1,916	$I_{откл}$ 25 40	$I_{н0}^{(3)} \leq I_{откл}$
ПС «Стойба»			
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель ВГТ-110 П-40/2500 ХЛ1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - разъединитель РГНП - 110/2000 У1 - трансформатор тока ТФНД 110.	$U_{уст}$ 110	$U_{ном}$ 110	$U_{уст} \leq U_{ном}$

2. По термической стойкости, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	B_K 1,097	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ 4800 2977 2977 4800	$B_K \leq B_T$
3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1; - разъединитель РНДЗ - 2-110/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 16-110/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	$i_{\text{уд}}$ 4,042	$i_{\text{дин}}$ 102 80 80 100	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
4. По току отключения, кА: - выключатель МКП-110Б/630-20 У1.	$I_{\text{н0}}^{(3)}$ 1,588	$I_{\text{откл}}$ 40	$I_{\text{н0}}^{(3)} \leq I_{\text{откл}}$
ПС «Маломыр»			
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель ЛТВ 145; - разъединитель РДЗ – 110Б/1000 НУХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б IV ХЛ1.	$U_{\text{уст}}$ 110	$U_{\text{ном}}$ 110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
2. По термической стойкости, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$: - выключатель ЛТВ 145; - разъединитель РДЗ – 110Б/1000 НУХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б IV ХЛ1.	B_K 0,591	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ 4800 2977 2700	$B_K \leq B_T$
3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель ЛТВ 145; - разъединитель РДЗ – 110Б/1000 НУХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б IV ХЛ1.	$i_{\text{уд}}$ 3,019	$i_{\text{дин}}$ 102 80 90	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
4. По току отключения, кА: - выключатель ЛТВ 145.	$I_{\text{н0}}^{(3)}$ 1,186	$I_{\text{откл}}$ 40	$I_{\text{н0}}^{(3)} \leq I_{\text{откл}}$
ПС «Драга»			
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - разъединитель РДНЗ - 1-110/1000 ХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б IV ХЛ1.	$U_{\text{уст}}$ 110	$U_{\text{ном}}$ 110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
2. По термической стойкости, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$: - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - разъединитель РДНЗ - 1-110/1000 ХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б IV ХЛ1..	B_K 1,159	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ 1875 2977 2700	$B_K \leq B_T$
3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - разъединитель РДНЗ - 1-110/1000 ХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б IV ХЛ1.	$i_{\text{уд}}$ 4,131	$i_{\text{дин}}$ 65 80 90	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
4. По току отключения, кА: - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1.	$I_{\text{н0}}^{(3)}$ 1,623	$I_{\text{откл}}$ 25	$I_{\text{н0}}^{(3)} \leq I_{\text{откл}}$

ПС «Албын»			
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель ЗАР1ДТ-110; - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - разъединитель РГП СЭЩ - 110/1250 У1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	$U_{уст}$ 110	$U_{ном}$ 110	$U_{уст} \leq U_{ном}$
2. По термической стойкости, $кА^2 \cdot с$: - выключатель ЗАР1ДТ-110; - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - разъединитель РГП СЭЩ - 110/1250 У1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1.	B_K 0,794	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ 4800 1875 2977 2700	$B_K \leq B_T$
3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель ЗАР1ДТ-110; - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1; - разъединитель РГП СЭЩ - 110/1250 У1 - трансформатор тока ТФЗМ 110Б-IV У1..	$i_{уд}$ 3,419	$i_{дин}$ 108 65 80 90	$i_{уд} \leq i_{дин}$
4. По току отключения, кА: - выключатель ЗАР1ДТ-110; - выключатель ВМТ-110Б-25/1250 У1	$I_{н0}^{(3)}$ 1,343	$I_{откл}$ 40 25	$I_{н0}^{(3)} \leq I_{откл}$

В таблице 15 приведена проверка оборудования ПС «Коболдо» на ОРУ 35 кВ.

Таблица 15 – проверка оборудования на ОРУ ПС «Коболдо» 35 кВ

Проверяемый параметр, тип оборудования	Расчетны данные	Справочные данные	Условие выбора
1. По номинальному напряжению, кВ: - выключатель С-35М-630; - разъединитель РНДЗ – 16-35/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 2-35/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 35 А У1; - трансформатор тока GIF-40,5.	$U_{уст}$ 35	$U_{ном}$ 35	$U_{уст} \leq U_{ном}$
2. По термической стойкости, $кА^2 \cdot с$: - выключатель С-35М-630; - разъединитель РНДЗ – 16-35/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 2-35/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 35 А У1; - трансформатор тока GIF-40,5.	B_K 8,335	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ 400 1875 1875 4107 100	$B_K \leq B_T$

Продолжение таблицы 15

3. По электродинамической стойкости, кА: - выключатель С-35М-630; - разъединитель РНДЗ – 16-35/1000 У1 - разъединитель РНДЗ - 2-35/1000 УХЛ1 - трансформатор тока ТФЗМ 35 А У1; - трансформатор тока GIF-40,5.	i_{yd} 5,845	$i_{дин}$ 26 63 63 134 25	$i_{yd} \leq i_{дин}$
4. По току отключения, кА: - выключатель С-35М-630.	$I_{n0}^{(3)}$ 2,234	$I_{откл}$ 10	$I_{n0}^{(3)} \leq I_{откл}$

3 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Проект развития сети подразумевает использование различных вероятностных характеристик для выбора оборудования и расчета прогнозируемых режимов.

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$\begin{cases} P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \\ P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \\ P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}. \end{cases} \quad (22)$$

где P_{max} – максимальная мощность ПС за текущий год;

k_{max} – коэффициент максимума;

k_{ϕ} – коэффициент формы;

T – период наблюдения;

P_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность:

$$P_{max.прогн} = P_{max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (23)$$

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (24)$$

$$P_{эф.прогн} = P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (25)$$

где ε – относительный прирост электрической нагрузки, для Амурской области $\varepsilon = 0,0065$ [3];

$t_{прогн}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка;

t_0 – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности.

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (26)$$

Где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведётся по следующему алгоритму:

- производится определение мощностей по формулам (21), (22);
- определяются прогнозируемые величины (23) – (26).

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Mathcad 15 и приведен в приложении.

Сведём в таблицу 16 рассчитанные вероятностные характеристики.

Таблица 16 – Вероятностные характеристики ПС

№ пп	Наименование	Тр-р	Мощн. МВА	Текущие, МВт			Прогнозируемые, МВт		
				Р _{ср}	Р _{max}	Р _{эф}	Р _{ср}	Р _{max}	Р _{эф}
1	Февральская	110/35	25	1,91	2	1,91	1,96	2,07	1,96
2	Февральская	110/35	25	1,33	1,4	1,33	1,38	1,45	1,38
3	Февральская	110/10	25	0,48	0,5	0,48	0,49	0,52	0,49
4	Февральская	110/10	25	0,29	0,3	0,29	0,3	0,31	0,3
5	Селемджинск	110/10	6,3	0,21	0,22	0,21	0,22	0,23	0,22
6	Маломыр	110/6	2x16 (+25)	33,8	37,2	33,8	36,47	37,93	36,47
7	Стойба	110/6	10	xx	xx	xx	xx	xx	xx
8	Стойба	110/6	6,3	0,13	0,15	0,13	0,13	0,16	0,13
9	Коболдо	110/35	25	3,78	3,9	3,78	3,9	4,03	3,9
10	Коболдо	110/35	25	xx	xx	xx	xx	xx	xx
11	Коболдо	110/6	25	0,29	0,4	0,31	0,3	0,41	0,32
12	Коболдо	110/6	25	xx	xx	xx	xx	xx	xx
13	Албын	110/6	2x25	35,77	36,6	35,77	36,47	37,38	36,47
14	Драга	110/6	6,3	xx	xx	xx	xx	xx	xx

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «МАЛОМЫР»

4.1 Однолинейная схема ПС «Маломыр»

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.[4]

ПС Маломыр выполнена по схеме 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий. Данная схема применяется для тупиковых ПС, питаемых по двум воздушным линиям.

4.2 Конструктивное исполнение ПС «Маломыр»

РУ электрических ПС выполняются внутренней (закрытые) и наружной (открытые) установки. Закрытые РУ применяются на напряжения 3-20 кВ, а при ограниченной площади под РУ, в случае высокой степени загрязненности атмосферы и в районах, характеризующихся тяжелыми климатическими условиями, на напряжения 35-500 кВ. Открытые – на напряжениях 35-1150 кВ.

Из-за сложных климатических условий РУ выполняем с минимальным количеством открыто установленного оборудования. РУ 110 кВ ПС «Маломыр» выполняем открытым, 6 кВ – закрытым. Из-за отсутствия нагрузки на стороне 35 кВ ПС Маломыр выполняется без РУ на стороне СН. Изоляция на данной ПС должна быть выполнена усиленной, шинные конструкции подлежат обязательной окраске [5].

Можно предложить несколько вариантов выполнения ОРУ 110 кВ, из которых затем путем технико-экономического сравнения выбрать оптимальный:

- произвести расширение существующего ОРУ с установкой нового

оборудования в ячейке третьего трансформатора;

- демонтировать трансформаторы ТДТН-16000/110 и установить взамен двухобмоточные большей мощности.

Экономическим критерием, по которому будут сравниваться два варианта, является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (27)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

I – эксплуатационные издержки, руб./год.

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование даны на 2000 год, поэтому необходимо учесть коэффициент инфляции, а также районный коэффициент.

Капитальные вложения, необходимые для реконструкции РУ 110 кВ будут складываться из следующих показателей:

$$K_P = (K_{пост} + K_{ру} + K_{дем}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (28)$$

где $K_{пост}$ – стоимость постоянной части затрат по ПС;

$K_{ру}$ – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{дем}$ – затраты на демонтаж оборудования и конструкций.

При осуществлении реконструкции (расширения) ПС постоянная часть затрат может быть принята (в % от значений, приведенных [7]):

- 15–20 % при установке второго трансформатора, выключателя или другого вида оборудования, если оно не было предусмотрено проектом;

- 40–60 % при переустройстве ОРУ или замене РУ [7].

Показатели стоимости ОРУ 35–1150 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, ТТ и ТН, разрядники и ОПН); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до

панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы.

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристик оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования.

Стоимость демонтажа оборудования рассчитывается в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж оборудования, изложенным в «Указаниях по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования (ФЕРм-2001)» – МДС 8137.2004. Согласно указанному порядку затраты на демонтаж оборудования определяются путем применения усредненных коэффициентов к стоимости монтажа оборудования (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин; стоимость материальных ресурсов не учитывается) [7].

Коэффициенты к стоимости работ по монтажу оборудования установлены исходя из дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования:

- оборудование подлежит дальнейшему использованию со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой и консервацией с целью длительного или кратковременного хранения – 0,7;

- оборудование подлежит дальнейшему использованию без необходимости хранения (перемещается на другое место установки и т. п.) – 0,6;

- оборудование не подлежит дальнейшему использованию (предназначено в лом) с разборкой и резкой на части – 0,5; то же без разборки и резки – 0,3 [7].

Издержки при реконструкции подстанции будут определяться по формуле:

$$I = (\alpha_a + \alpha_p + \alpha_o) \cdot K_p, \quad (29)$$

где α_a – ежегодные отчисления на амортизацию, в о.е.;

α_p – ежегодные отчисления на ремонт, в о.е.;

α_o – ежегодные отчисления на обслуживание, в о.е.

Коэффициент инфляции принимается равным 4,83 на первое полугодие 2016 по отношению к базисному 2000 году. Коэффициент зоны прием равным 1,3. Ежегодные отчисления на амортизацию прием равными 0,05, на ремонт – 0,029, на обслуживание – 0,03[7].

Капитальные затраты составят, тыс.руб.:

$$K_{P(3mp-p)} = (11000 \cdot \frac{15\%}{100} + 7000 + 7100) \cdot 4,83 \cdot 1,3 = 98894,3.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб/год:

$$I_{3mp-p} = (0,05 + 0,029 + 0,03) \cdot 98894,3 = 10779,5.$$

Приведенные затраты составят, тыс.руб./год:

$$Z_{3mp-p} = 0,1 \cdot 98894,3 + 10779,5 = 20669.$$

При замене трехобмоточных трансформаторов на двухобмоточные большей мощности учитываются те же самые показатели, что и для первого варианта Капитальные затраты при этом будут составлять, тыс. руб.:

$$K_{P(2x25)} = (7100 \cdot 2 + 2 \cdot 20,8) \cdot 4,83 \cdot 1,3 = 89423.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб./год:

$$I_{2x25} = (0,05 + 0,029 + 0,03) \cdot 89423 = 9747,1.$$

Приведенные затраты составят, тыс.руб./год:

$$Z_{2x25} = 0,1 \cdot 89423 + 9747,1 = 18689,4.$$

По результатам расчета видно, что вариант с установкой третьего

трансформатора оказался дороже на 10 % по сравнению с вариантом, в котором рассматривалась замена трансформаторов на более мощные. Пока рано делать выбор наиболее подходящего варианта. Сначала необходимо уточнить загрузку трансформаторов.

4.3 Выбор комплектных распределительных устройств

На низкую сторону выбираем закрытое распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ 59, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц на напряжение 10(6) кВ.

Таблица 17 – Основные параметры КРУ СЭЩ-59

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10(6)
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12(7,2)
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	630; 1250; 1600, 2000, 3150
Номинальный ток сборных шин	1000; 1600; 2000; 3150
Ток термической стойкости	31,5
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	81
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные, воздушные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

4.4 Выбор и проверка трансформатора

На ПС «Маломыр» установлено два трансформатора ТДТН – 16000/110 суммарной мощностью 32 МВА. Планируется ввод второй очереди ЗИФ на месторождении «Маломыр», после чего общая нагрузка ПС составит 37,2 МВт.

Расчетная мощность силового трансформатора:

$$S_{T,расч} \geq \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{N_T \cdot k_3}, \quad (30)$$

где P_{cp} – среднее значение активной мощности;

$Q_{нескi}$ – некомпенсированная мощность;

N_T – количество трансформаторов на подстанции;

k_3 – коэффициент загрузки, примем его равным 0,7.

Коэффициенты загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot S_{Тном}}, \quad (31)$$

$$K_{3.n/a} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{Тном}}. \quad (32)$$

В номинальном режиме коэффициент загрузки должен находиться в пределах 0,5 – 0,75, в послеаварийном режиме не должен превышать 1,4 [5].

Вернемся к выбору конструктивного исполнения ОРУ 110 кВ.

Рассмотрим установку третьего трансформатора. В связи с тем что нагрузка на ПС «Маломыр» подключена в шинам 6 кВ, то нецелесообразно устанавливать третий трехобмоточный трансформатор. Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{T.расч} \geq \frac{\sqrt{36,471^2 + (36,471 \cdot 0,215)^2}}{3 \cdot 0,7} = 17,764 \text{ МВА.}$$

Примем к установке двухобмоточный трансформатор ТДН 25000/110 с РПН.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{36,471^2 + (36,471 \cdot 0,215)^2}}{2 \cdot 16 + 1 \cdot 25} = 0,654.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме при выходе из строя одного трансформатора ТДТН-16000/110:

$$K_{3.n/a} = \frac{\sqrt{36,471^2 + (36,471 \cdot 0,215)^2}}{1 \cdot 16 + 1 \cdot 25} = 0,91.$$

Рассмотрим замену трансформаторов ТДТН-16000/110 на два двухобмоточных.

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{T.расч} \geq \frac{\sqrt{36,471^2 + (36,471 \cdot 0,215)^2}}{2 \cdot 0,7} = 26,646 \text{ МВА.}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТДН-25000/110.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{36,471^2 + (36,471 \cdot 0,215)^2}}{2 \cdot 25} = 0,746.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме при выходе из строя одного трансформатора:

$$K_{3.n/a} = \frac{\sqrt{36,471^2 + (36,471 \cdot 0,215)^2}}{1 \cdot 25} = 1,492.$$

Как видно из результатов расчета, вариант с установкой двух трансформаторов ТДН-25000/110 хоть и выигрывает по экономической части, но не может быть реализован, т.к. коэффициент загрузки трансформатора ТДН-25000/110 в послеаварийном режиме не соответствует требованиям ПУЭ.

Поэтому принимаем вариант реконструкции ПС «Маломыр» с установкой третьего двухобмоточного трансформатора ТДН-25000/110.

4.5 Выбор и проверка выключателей

Необходимо произвести выбор выключателей на ОРУ 110 и КРУ 6 кВ. В качестве примера подробно разберем выбор выключателей на стороне 110 кВ. Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателей на 6 кВ сведем в таблицы ниже.

В настоящее время на класс напряжения 110 кВ и выше распространены элегазовые колонковые или баковые выключатели, ввиду высокой электрической прочности, а также высокой дугогасящей способности элегаза.

На РУ 110 кВ прием к установке колонковый элегазовый выключатель типа LTB 145D₁/В с пружинным приводом типа ВЛК аналогичный уже установленным там ранее в ячейках трансформаторов ТДТН 16000/110.

Колонковые элегазовые выключатели типа LTB 145D₁/В производства АВВ имеют следующие достоинства:

- отключение емкостных токов без повторных зажиганий;
- высокая электрическая прочность благодаря большому зазору между разомкнутыми контактами;
- комплектация пружинным приводом ВЛК;
- низкий уровень шума;
- выключатель предназначен для использования в экстремальных условиях окружающей среды;
- высокая сейсмостойкость;
- стабильность времени срабатывания;
- коррозионная стойкость;
- простота монтажа, малый объем требований к техническому обслуживанию, рассчитан на срок эксплуатации более 30 лет или 10000 механических операций [9].

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (33)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току должно соблюдаться условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} , \quad (34)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (35)$$

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

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (36)$$

Максимальный рабочий ток по формуле 36 с учетом перегрузки:

$$I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,184 \text{ кА.}$$

Рассчитаем значения по формулам 19-20:

$$t_{откл} = 0,3 + 0,04 = 0,34 \text{ с}$$

$$B_k = 1,186^2 \cdot (0,02 + 0,33) = 0,591 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для проверки возможности отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном} \quad (37)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя;

$$\beta_{ном} = 40 \text{ \%};$$

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

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА.}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле 37:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ЛТВ 145D₁/В.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 184 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{уд} = 3,019 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$B_k = 0,591 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
$I_{н0} = 1,186 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{н0} = 1,186 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{ат} = 1,373 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

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

Для установки на КРУ 6 кВ согласно комплектации выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-40/3150 ЗАО СЭЦ (расшифровка: выключатель вакуумный унифицированный пружинно-моторный привод). Все выключатели могут применяться в сетях более низкого напряжения, но их отключающая мощность уменьшается пропорционально уменьшению напряжения, в нашем случае в 1,67 раз. [4]

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ, проводят по формулам 19-20, 37.

Определяем максимальный рабочий ток:

$$I_{раб.мах} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2,406 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 19.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/3150.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 2406 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{уд} = 28,015 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 59,88 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$B_k = 239,642 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{н0} = 10,708 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 24 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{н0} = 10,708 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 24 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{ат} = 4,649 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 12,819 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

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

4.6 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Разъединители устанавливаем на стороне ВН. Выбираем разъединитель типа РДЗ-110Б/1000 НУХЛ1 (расшифровка: разъединитель двухколонковый с наличием заземлителя, с усиленным исполнением изоляции) завода «Уральский завод трансформаторных технологий», аналогичный уже установленным.

Расчёты для $I_{раб.мах}$ и B_k берём те же, что приведены выше.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РДЗ-110Б/1000 НУХЛ1 представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РДЗ-110Б/1000 НУХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 184$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{уд} = 3,019$ кА	$i_{пр.скв} = 80$ кА	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$B_k = 0,591$ кА ² ·с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977$ кА ² ·с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$B_k = 0,549$ кА ² ·с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 992$ кА ² ·с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

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

4.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

При выборе трансформатора тока необходимо, чтобы его номинальный ток был как можно ближе к рабочему току установки, потому что недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (38)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (39)$$

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

I_2 – вторичный ток ТТ, равный 5 А.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2, \quad (40)$$

Вторичная нагрузка R_2 представляет собой сумму сопротивлений: сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k , – и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (41)$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем количестве приборов.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². После определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{пр} = R_{пр}$ [4].

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \Sigma R_{приб} - R_k, \quad (42)$$

где $R_{пр}$ – сопротивление проводов;

$Z_{2ном}$ – допустимое сопротивление нагрузки на ТТ;

$\Sigma R_{приб}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ, определяется по формуле:

$$\Sigma R_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{I_2^2}, \quad (43)$$

где $\Sigma S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Состав вторичной нагрузки ТТ ВН приведен в таблице 21.

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
ИТОГО		4	4	4

На стороне ВН применим трансформаторы тока типа ТФЗМ- 110Б-IV УХЛ1 (расшифровка: трансформатор тока с фарфоровой крышкой, вторичная обмотка заземлена, маслонаполненный).

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,693 \text{ Ом.}$$

Определим суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ:

$$\Sigma R_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Приближенное сопротивление провода будет (по формуле 42):

$$R_{пр} = 0,693 - 0,16 - 0,05 = 0,483 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{пр}}, \quad (44)$$

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

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

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{ном}$, кВ	l , м
110	60-100
6	3-5

Сечение провода определим по формуле 44:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 60}{0,483} = 2,175 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель КРВГ с сечением 2,5 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0175 \cdot 60}{2,5} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,16 + 0,42 + 0,05 = 0,63 \text{ Ом}$$

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

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб. max} = 184 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$Z_2 = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,693 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{уд} = 3,019 \text{ кА}$	$i_{дин} = 90 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 0,591 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

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

В КРУ 6 кВ принимаем к установке трансформаторы ТШЛ-СЭЩ-10 и ТОЛ-СЭЩ-10(расшифровка: трансформатор тока шинный и трансформатор тока опорный с литой изоляцией). ТШЛ-СЭЩ-10 примем к установке на вводном и обходном выключателях, в ячейке ТСН и линейном выключателе – ТОЛ-СЭЩ-10. Приборы в ячейках КРУ 6 кВ представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Ячейка вводного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	4
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	0	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
ИТОГО		14,1	0	14,1
Ячейка линейного выключателя				
Амперметр	СА3021	4	0	4
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
ИТОГО		4,1	0	4,1
Ячейка секционного выключателя				
Амперметр	СА3021	4	0	4
ИТОГО		4	0	4
Ячейка ТСН				
Амперметр	СА3020	4	0	4
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
ИТОГО		4,1	0	4,1

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН по формулам 38-44.

$$Z_{2ном} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,693 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{14,1}{5^2} = 0,564 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,693 - 0,564 - 0,1 = 0,029 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 3}{0,029} = 1,822 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель КРВГ с сечением 2,5 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0175 \cdot 3}{2,5} = 0,021 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,564 + 0,021 + 0,1 = 0,685 \text{ Ом}.$$

Для линейного выключателя:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,693 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,693 - 0,164 - 0,05 = 0,479 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 3}{0,479} = 0,11 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель КРВГ с сечением 2,5 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0175 \cdot 3}{2,5} = 0,021 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,164 + 0,021 + 0,05 = 0,235 \text{ Ом}.$$

Для секционного выключателя:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,693 \text{ Ом};$$

$$\Sigma R_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом};$$

$$R_{np} = 0,693 - 0,16 - 0,05 = 0,483 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 3}{0,483} = 0,109 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель КРВГ с сечением 2,5 мм².

$$R_{np} = \frac{0,0175 \cdot 3}{2,5} = 0,021 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_{нагр} = 0,16 + 0,021 + 0,05 = 0,231 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 25 .

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
Вводной выключатель		
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 2406 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$Z_2 = 0,685 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,693 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{уд} = 28,015 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 239,642 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Секционный выключатель		
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 1203 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$Z_2 = 0,235 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,693 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{уд} = 28,015 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 239,642 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Линейный выключатель и ячейка ТСН		
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 267 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$Z_2 = 0,231 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,693 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{уд} = 28,015 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 239,642 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Как видно из результатов трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

4.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [10].

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие 45:

$$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}} \text{ ,} \quad (45)$$

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

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

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения в соответствии с комплектацией КРУ – НАЛИ-СЭЩ-6 (расшифровка: трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для контроля изоляции).

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	1	4	4
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СТ3021	5	1	5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2\text{расч}} = 5 + 7,5 + 4 \cdot 1 + 5 + 5 = 26,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\text{расч}} = 26,5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}}$

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

4.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

В РУ напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. В данном варианте реконструкции гибкая ошиновка используется только на стороне 110 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}, \quad (46)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминиевыми проводами марки АС-150/24. Выполним проверку по допустимому току:

$$184 \leq 450 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (47)$$

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

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,549}}{90} = 0,008 \text{ мм}^2,$$

$$0,01 \leq 150 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{\text{н0}}^{(3)} \geq 20$ кА [4]. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 1,186 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [10].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (48)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (49)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (49).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (50)$$

Для провода марки АС-150/24 критическая напряженность электрического поля будет равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}} \right) = 32,88 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,855 \cdot \lg \frac{500}{0,855}} = 16,46 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (50):

$$1,07 \cdot 16,46 \leq 0,9 \cdot 32,88,$$

$$17,612 \leq 29,592.$$

Условие выполняется, следовательно, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-150/24 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

На низкой стороне устанавливаем жесткую ошиновку:

$$I_{max} = 2406 \text{ А.}$$

Выбираем алюминиевые однополосные шины коробчатого сечения марки АД31Т:

$$a = 75 \text{ мм, } b = 35 \text{ мм, } c = 5,5 \text{ мм, } r = 6 \text{ мм, } S = 695 \text{ мм}^2; I_{дон} = 2670 \text{ А.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{239,642}}{82} = 232,134 \text{ мм}^2,$$

где $C = 82$ – для АД31Т;

Длина пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц:

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{f} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (51)$$

Где J – момент инерции шины, см⁴;
 q – поперечное сечение шины, см².

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (52)$$

Благодаря тому, что шины коробчатого сечения имеют большой момент инерции, можно производить расчет без учета механических колебаний.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (53)$$

где i_{y0} – ударный ток на шине, А;
 a – расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{28015^2}{0,8} = 169,9 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{дон}$, для материала шины АДЗ1Т = 90 МПа). Это напряжение равно:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (54)$$

где l_{np} – длина пролета между опорными изоляторами;
 W_{ϕ} – момент сопротивления шины, равен 30,1 см³:

$$\sigma_{расч} = \frac{169,926 \cdot 1,4^2}{10 \cdot 30,1} = 1,106 \text{ МПа.}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 90$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

КРУ 6 кВ используется жесткая ошиновка, проходящая между стенками отдельных ячеек. Необходимо выполнить проверку номинальных параметров шин по основным условиям:

- по максимальному длительно допустимому току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости.

Для удобства сведем в таблицу расчетные и каталожные данные. Сопоставление данных для КРУ 6 кВ представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-59.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{\text{раб. max}} = 2405 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 28,015 \text{ кА}$	$i_{\text{пр. скв}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{пр. скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 239,642 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Устанавливаемая в КРУ жесткая ошиновка прошла проверку.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 110 кВ, а также ошиновки трансформатора используются опорные изоляторы.

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

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{дон}}, \quad (55)$$

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

$F_{\text{дон}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (56)$$

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

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (57)$$

Для ОРУ 110 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле 56:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1220$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле 57:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{3019^2}{3} \cdot 5 \cdot 10^{-7} = 2,631 \text{ Н}.$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{доп}$.

Таким образом, ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Для шин 6 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1. Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}.$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 215$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле 57:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{28015^2}{0,8} \cdot 1,4 \cdot 10^{-7} = 237,897 \text{ Н}.$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{доп}$

Таким образом, ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Проходные изоляторы выбираются по напряжению, допустимому току и допускаемой механической нагрузке.

$$I_{ном} = 2406 \text{ А};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) определяется по формуле:

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot 10^{-7} \cdot l, \quad (58)$$

где l – длина изолятора.

Для КРУ 6 кВ выбираем проходные изоляторы ИППУ 10/4000-30-А4 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле 56:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

$$I_{ном} = 4000 \text{ А};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле 58:

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{28015^2}{0,8} \cdot 1,14 \cdot 10^{-7} = 1268,784 \text{ Н};$$

$$\text{Проверка: } F_{расч} \leq F_{дон}.$$

4.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций определяется в зависимости от типа ПС, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. [11]

Потребители собственных нужд ПС делятся на ответственных и неответственных. К первым можно отнести систему охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, систему пожаротушения, оперативные цепи, систему связи и телемеханики.

Напряжение сети собственных нужд принимается равным 380/220 В.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 30 – Определение нагрузок собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДТН – 16000/110	15×2	30	0,85	30	18,5
Охлаждение ТДН – 25000/110		13	0,85	13	8,1
Подогрев ЛТВ 145D ₁ /В	6×3	18	1	18	
Подогрев КРУ 6 кВ		10	1	10	
Освещение		10	1	10	
Насосная		40	0,85	40	24,8
Вентиляция		15	0,85	15	9,3
Итого				136	60,7

Расчетная нагрузка определяется по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (59)$$

где k_c – коэффициент спроса, равный 0,8.

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{136^2 + 60,7^2} = 119,1 \text{ кВА}$$

Примем к установке сухие трансформаторы марки ТСЗ-160/6.

4.11 Разработка заземления и молниезащиты ПС «Маломыр»

4.11.1 Конструктивное исполнение заземления ПС «Маломыр» и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения [5].

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки [5].

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью ОПН, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Заземляющее устройство электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью согласно ПУЭ должно отвечать условию $R < 0,5 \text{ Ом}$.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем стальные прутки диаметром $d_{\text{зоп}} = 10 \text{ мм}$, уложенные на глубину $t_{\text{зеп}} = 0,7 \text{ м}$. Вертикальные заземлители выполняем из таких же прутков длиной $l_{\text{зеп}} = 5 \text{ м}$.

Рассчитаем удельное сопротивление нижнего слоя грунта:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi}, \quad (60)$$

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта (суглинок неводоносный), равное $20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

ψ – коэффициент сезонности (для Амурской области равен 2,5).

$$\rho_2 = \frac{20}{2,5} = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Размеры заземлителя должны выходить за пределы ОРУ как минимум на 1,5 м, чтобы человек приковснувшись к аппарату, находился в пределах заземления. Площадь заземлителя:

$$S = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot (B + 1,5 \cdot 2), \quad (61)$$

где A – длина ОРУ, м;

B – ширина ОРУ, м.

$$S = (33,8 + 1,5 \cdot 2) \cdot (45 + 1,5 \cdot 2) = 1766,4 \text{ м}^2$$

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

– термической стойкости;

– коррозионной стойкости;

– механической прочности.

Сечение прутка по термической стойкости:

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{I_0^2 \cdot t_{с.з.}}{400 \cdot \beta}}, \quad (62)$$

где I_0 – ток однофазного КЗ, А;

$t_{с.з.}$ – время срабатывания защиты, равное 0,33 с;

β – коэффициент термической стойкости, для стали, равный 21.

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{1779^2 \cdot 0,33}{400 \cdot 21}} = 11,15 \text{ мм}^2.$$

Сечение прутка по коррозионной стойкости:

$$S_{кр} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \quad (63)$$

где a_k , b_k , c_k , d_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава

грунта, приняты с учетом низкой коррозионности;

T – время использования заземлителя, равное 240 месяцев (20 лет).

$$S_{кр} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,0092 \cdot \ln(240)^2 + (0,0104) \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}$$

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{кр} \cdot (d_{зоп} + S_{кр}), \quad (64)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,498 \text{ мм}^2.$$

Сечение прутка по механической прочности:

$$F_{мех} = \pi \cdot r_{прутка}^2, \quad (65)$$

$$F_{мех} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,54 \text{ мм}^2.$$

Проверка:

$$F_{min} = F_{кор} + F_{мер}, \quad (66)$$

$$F_{мех} \geq F_{min}, \quad (67)$$

$$F_{min} = 26,498 + 11,15 = 37,648 \text{ мм}^2,$$

$$78,54 \geq 37,648.$$

Пруток подходит по всем критериям.

Определим общую длину полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{гор} = \frac{2 \cdot S}{a_{гор}}, \quad (68)$$

где $a_{гор} = 6$ – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{гор} = \frac{2 \cdot 1766,4}{6} = 588,8 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной $l_{гор} = \sqrt{S} = 42,029$ м. В этом случае число ячеек:

Определим число ячеек по стороне А и В:

$$m = \frac{L_{гор}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (69)$$

$$m = \frac{588,8}{2 \cdot \sqrt{1766,4}} - 1 = 6,005.$$

Принимаем, $m = 6$.

Длина стороны ячейки:

$$L_{яч} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (70)$$

$$L_{яч} = \frac{\sqrt{1766,4}}{6} = 7,005 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (71)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1766,4} \cdot (6+1) = 588,4 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a_{\text{сop}}}, \quad (72)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1766,4}}{6} = 28,019$$

Принимаем $n_B = 28$ электрод.

Определяем стационарное сопротивление для обоих слоев грунта:

$$R_S = \rho \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{вер}}} \right), \quad (73)$$

где A' – коэффициент, зависящий от соотношения длины вертикальных электродов $l_{\text{вер}}$ к \sqrt{S} и равный 0,362 [11].

$$R_{1S} = 20 \cdot \left(\frac{0,362}{\sqrt{1766,4}} + \frac{1}{588,4 + 28 \cdot 5} \right) = 0,2 \text{ Ом},$$

$$R_{2S} = 8 \cdot \left(\frac{0,362}{\sqrt{1766,4}} + \frac{1}{588,4 + 28 \cdot 5} \right) = 0,08 \text{ Ом}.$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (74)$$

где I_m – ток молнии, принятый для равнинной местности 40 кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1766,4}}{(20 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,477,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1766,4}}{(8 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,504.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (75)$$

$$R_{u1} = 0,2 \cdot 1,477 = 0,295 \text{ Ом}$$

$$R_{u2} = 0,08 \cdot 1,504 = 0,12 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_{общ} = R_{u1} + R_{u2}$$

$$R_{общ} = 0,295 + 0,12 = 0,416 \text{ Ом}$$

Сопротивление подстанции не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

4.11.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Молниеотвод принимает на себя подавляющее число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отводит ток в землю. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов.

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита ОРУ 110 кВ подстанции «Маломыр» от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на линейных порталах. За самый высокий защищаемый объект принимаем линейный портал, высота которого $h_1 = 11,35$ м.

Расстояние между молниеотводами 1-2, 3-4 равно 36 м, а между – 1-3,

2-4 равно 33,8 м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (76)$$

где h – высота молниеотводов, равная 19,35 м.

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 19,35 = 17,802 \text{ м.}$$

Рассмотрим молниеотводы 1-2, 3-4.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (77)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 19,35 = 29,025 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны $r_0 = r_{C0}$.

$$r_{C0} = 29,025 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-2, 3-4:

$$h_{cz} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L_m - h), \quad (78)$$

$$h_{1cz} = 17,802 - 0,14 \cdot (45 - 19,35) = 14,211 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{C0} \cdot \frac{h_{cz} - h_1}{h_{cz}}, \quad (79)$$

$$r_{1cx} = 29,025 \cdot \frac{14,211 - 11,35}{14,211} = 5,843 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_1}{h_{эф}} \right), \quad (80)$$

$$r_{1x} = 29,025 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{17,802} \right) = 10,52 \text{ м.}$$

Рассмотрим молниеотводы 1-3, 2-4.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot 19,35 = 29,025 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны $r_0 = r_{c0}$.

$$r_{c0} = 29,025 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-3, 2-4:

$$h_{2cz} = 17,802 - 0,14 \cdot (31,8 - 19,35) = 16,059 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{2cx} = 29,025 \cdot \frac{16,059 - 11,35}{16,059} = 8,511 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_{2x} = 29,025 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{17,802} \right) = 10,52 \text{ м.}$$

За второй защищаемый объект принимаем выключатель высотой $h_1 = 6$ м.

Для молниеотводов 1-2, 3-4.

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{2cx} = 29,025 \cdot \frac{14,211 - 6}{14,211} = 16,77 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_{2x} = 29,025 \cdot \left(1 - \frac{6}{17,802} \right) = 19,242 \text{ м.}$$

Для молниеотводов 1-3, 2-4.

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{2cx} = 29,025 \cdot \frac{16,059 - 6}{16,059} = 18,181 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_{2x} = 29,025 \cdot \left(1 - \frac{6}{17,802}\right) = 19,242 \text{ м.}$$

Как видно по плану (лист графической части 4) система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория ОРУ полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 11,35 м и 6 м все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты.

4.11.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжения (ОПН) – высоковольтные аппараты, предназначенные для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа: предварительный и окончательный.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (81)$$

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (82)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

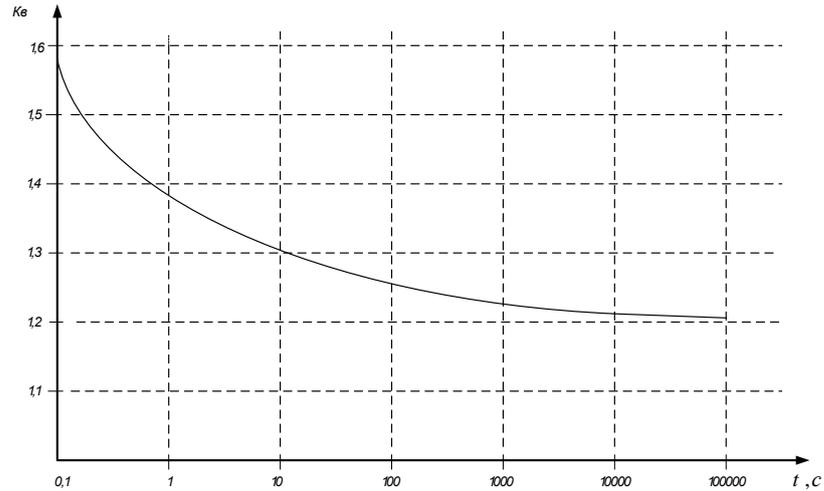


Рисунок 7 – График зависимости $K_B = f(\tau)$

2) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр}, \quad (83)$$

где
$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B};$$

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U_{max} - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n, \quad (84)$$

где U_{max} – величина неограниченных перенапряжений, кВ;
 $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, кВ;
 Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;
 T – время распространения волны, мкс;
 n – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (85)$$

где L – длина линии, км;
 V – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (86)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте её возникновения, кВ;
 k – коэффициент полярности, равный $0,2 \cdot 10^{-3}$;
 l – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (87)$$

где $U_{50\% \text{ разр}}$ – 50 % разрядное напряжение изоляции при стандартном грозовом импульсе, кВ.

Длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети согласно условию (81):

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 66,7 \text{ кВ}$$

Для ОПН 35 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,2 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 24,3 \text{ кВ}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,2 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} = 4,2 \text{ кВ}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение

длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{66,7}{1,21} = 55,12 \text{ кВ.}$$

Ориентировочное значение тока для ОПН для напряжения 110 кВ равно: $I_k = 300 \div 500$ А. Для величины импульсного тока $I_k = 300 \div 500$ А удельная энергоёмкость принимает значение равное 2,7 кДж/кВ.

Для ОПН 35 кВ:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{24,3}{1,21} = 20,1 \text{ кВ.}$$

Ориентировочное значение тока для ОПН для напряжения 35 кВ равно: $I_k = 350 \div 600$ А. Для величины импульсного тока $I_k = 350 \div 600$ А удельная энергоёмкость принимает значение равное 2,7 кДж/кВ.

Для ОПН 6 кВ:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{4,2}{1,21} = 3,5 \text{ кВ.}$$

Ориентировочное значение тока для ОПН для напряжения 6 кВ равно: $I_k = 200 \div 500$ А. Для величины импульсного тока $I_k = 200 \div 500$ А удельная энергоёмкость принимает значение равное 2,7 кДж/кВ.

Осуществляем выбор ОПН 110 кВ. На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп-110/73/10/550-УХЛ1, выпускаемые ООО «Разряд-М», с классом напряжения 110 кВ, наружной установки.

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	73
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$,	220
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	550
Удельная поглощаемая энергия одного импульса,	2,7

Согласно [6] неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены ОПН, включенными между вводами каждой фазы и землей. Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН- 35/40,5/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Основные характеристики ОПН на стороне 35 кВ.

Характеристика	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	40,5
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$,	118
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	550
Удельная поглощаемая энергия одного импульса,	2,7

На стороне НН трансформаторов в соответствии с комплектацией КРУ-СЭЩ-59 выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-6/7,2/10/550

УХЛ2 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Основные характеристики ОПН на стороне 6 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	7,2
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$,	21,5
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	550
Удельная поглощаемая энергия одного импульса,	2,7

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «КОБОЛДО»

5.1 Разработка однолинейной схемы ПС «Коболдо»

До присоединения ПС «Албын» к шинам ВН ПС «Коболдо», ОРУ последней было выполнено по схеме 4Н – два блока с выключателями и неавтоматизированной перемычкой со стороны линии, после присоединения – по схеме 9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин. Данная схема применяется для ПС с наличием парных воздушных линий и воздушных линий, резервируемых от других ПС. [6]. Для присоединения ПС «Рудная» к сети 110 кВ необходимо строительство двух ячеек выключателей на ПС «Коболдо.»

5.2 Конструктивное исполнение ПС «Коболдо»

Из-за сложных климатических условий РУ выполняем с минимальным количеством открыто установленного оборудования. РУ 110 кВ ПС «Коболдо» выполняем открытым. Изоляция на данной ПС должна быть выполнена усиленной, шинные конструкции подлежат обязательной окраске[5].

5.3 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производим согласно п. 4.5.

Максимальный рабочий ток в ветвях линий определяем по суммарной трансформаторной мощности питаемых подстанций при отключении одной из ВЛ Рудная – Коболдо. Максимальный рабочий ток по формуле 3б:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,525 \text{ кА.}$$

Для установки на ОРУ 110 кВ выбираем баковый элегазовый выключатель 3AP1DT-145 с пружинным приводом производства ЗАО «АК Евроконтракт» по лицензии компании «Siemens», аналогичный уже установленным там ранее в ячейках выключателей.

Проверку по термической устойчивости выключателя рассчитаем по формулам 19-20:

$$t_{откл} = 0,33 + 0,06 = 0,39 \text{ с}$$

$$B_k = 1,916^2 \cdot (0,02 + 0,36) = 1,615 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле 37:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-110.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.мах} = 525 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$i_{уд} = 4,877 \text{ кА}$	$i_{дин} = 108 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 1,615 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{n0} = 1,916 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
$I_{n0} = 1,916 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{ат} = 2,218 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

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

5.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен п. 3.6. Выбираем разъединитель типа РНДЗ-110Б/1000 У1 (расшифровка: разъединитель наружной установки, двухколонковый, с наличием заземлителя, с усиленным исполнением изоляции) завода ЗАО «ЗЭТО», аналогичный уже установленным.

Расчёты для $I_{раб.мах}$ и B_k берём те, что приведены выше.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РНДЗ-110Б/1000 У1 представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РНДЗ-110Б/1000 У1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб. max} = 525 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$i_{уд} = 4,877 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$B_{\kappa} = 1,615 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$
Заземляющие ножи		
$B_{\kappa} = 1,615 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$

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

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока осуществляем, руководствуясь п. 3.7.

В таблице 37 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 37 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках линейных выключателей РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		10,1	9	10,1

Нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 0,693 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ на стороне ВН:

$$\Sigma R_{\text{приб}} = \frac{10,1}{5^2} = 0,404 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\kappa} = 0,1 \text{ Ом.}$

Приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{пр}} = 0,693 - 0,404 - 0,1 = 0,189 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

Сечение провода определим по:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 60}{0,189} = 5,561 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель КРВГ с сечением 6 мм².

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{6} = 0,175 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно (по формуле 41):

$$Z_{\text{нагр}} = 0,404 + 0,175 + 0,1 = 0,679 \text{ Ом.}$$

На стороне ВН применим трансформаторы тока типа ТФЗМ- 110Б-IV УХЛ1

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 38.

Таблица 38 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб. max}} = 525 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. max}}$
$Z_2 = 0,679 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,693 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$
$i_{\text{уд}} = 4,877 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\kappa} = 1,615 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 2700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\kappa}$

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

5.6 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-240/32. Выполним проверку по допустимому току:

$$525 \leq 605 \text{ А.}$$

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ по формуле 47:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1,505}}{90} = 0,014 \text{ мм}^2,$$

$$0,014 \leq 240 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{T0}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 1,916 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Определим критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,08 \cdot \lg \frac{500}{1,08}} = 13,527 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (50):

$$1,07 \cdot 13,527 \leq 0,9 \cdot 31,995,$$

$$14,474 \leq 28,796.$$

Условие выполняется, а значит коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-240/32 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

Для ОРУ 110 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле 56:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1220$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле 57:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{4877^2}{3} \cdot 5 \cdot 10^{-7} = 6,867 \text{ Н}.$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{дон}$.

Таким образом, ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети Селемджинского

Согласно ПУЭ электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей, втягивания в синхронизм и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент [5].

На линиях 110 кВ необходимо предусмотреть защиту от многофазных КЗ и от КЗ на землю. На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее – на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Защиты в электрических сетях 110 кВ и выше должны иметь устройства, блокирующие их действие при качаниях или асинхронном ходе, если в указанных сетях возможны такие качания или асинхронный ход, при которых защиты могут срабатывать излишне [5].

Для защиты трансформаторов в качестве основных следует устанавливать дифференциальную и газовую защиты, а в качестве резервной – максимальную токовую защиту.

Из средств автоматики следует установить: АВР, АПВ, АЧР.

6.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС «Маломыр»

В соответствии с ПУЭ, для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;

- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла [ПУЭ].

Для защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора на ПС 110/6 кВ «Маломыр» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для выполнения вышеперечисленных защит будем использовать шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора ШЭ 2607 153 отечественного предприятия «ЭКРА». Питание шкафа осуществляется от цепей оперативного постоянного тока. Микроэлектронная часть устройств шкафа гальванически отделена от источника оперативного постоянного тока. Шкаф типа ШЭ2607 155 состоит из двух комплектов [8].

Первый комплект (А1) реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2);

- реле минимального напряжения стороны НН1, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1;

- реле максимального напряжения стороны НН1, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1;

- защиту от перегрузки (ЗП);

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

- реле минимального напряжения стороны НН1, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;

- УРОВ выключателя ВН;

- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Релейная часть комплекта А1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 048 и электромеханических реле.

Комплект А2 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;

- ручное регулирование напряжения;

- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;

- блокировку РПН от внешних сигналов;

- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;

- блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);

- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;

- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);

- одновременный контроль двух секций шин;

- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект А2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501 [8].

Газовую защиту трансформатора выполним при помощи реле РГТ-80.

6.2.1 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита является основной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на вводах трансформатора и на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на всех сторонах силового трансформатора является зоной защиты. Все объекты внутри зоны защиты охватываются дифференциальной защитой.

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия, она используется для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективность, отключая только неисправный трансформатор и объекты, попадающие в область защиты.

Для расчета уставок дифференциальной защиты на микропроцессорной базе необходимо рассчитать рабочие вторичные токи трансформаторов тока.

На подстанции были выбраны ранее следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТФЗМ- 110Б-IV УХЛ1, на стороне НН – ТШЛ-СЭЩ-10.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ТТ1}}{I_{ТТ2}}, \quad (88)$$

где $I_{ТТ1}$ – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{ТТ2}$ – вторичный ток трансформатора тока, А.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{3000}{5} = 600.$$

Рабочие вторичные токи трансформаторов тока:

$$I_{ТТ2} = I_{НОМ} \cdot \frac{K_{СХ}}{K_{ТТ}}, \quad (89)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{СХ}$ – коэффициент схемы: $K_{СХ} = 1$, если вторичная обмотка трансформатора тока собрана в «звезду», и $K_{СХ} = \sqrt{3}$, если вторичная обмотка трансформатора тока собрана в «треугольник».

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ТТ2.ВН} = 125,5 \frac{\sqrt{3}}{40} = 5,435 \text{ А},$$

$$I_{ТТ2.НН} = 2186,93 \frac{1}{600} = 3,645 \text{ А}.$$

Начальный ток срабатывания ДЗТ определяется по формуле, о.е.:

$$I_{ДО РАСЧ*} = K_{ОТС} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}, \quad (90)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас, $K_{ОТС} = 1,1 \dots 1,3$;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K_{ПЕР} = 2,5$;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока, $K_{ОДН} = 1$;

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

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН,

$$\Delta U_{РПН} = 0,16;$$

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч,

$$\Delta f_{ВЫР*} = 0,02.$$

$$I_{ДО РАСЧ*} = 1,1 \cdot 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 = 0,455 \text{ о.е.}$$

Уставка $I_{ДО РАСЧ*}$ должна приниматься не менее 0,2. Примем $I_{ДО} = 0,46$.

Ток торможения блокировки определяется по формуле, о.е.:

$$I_{Т.БЛ.} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot \frac{I_{НОМ.}}{I_{ТТ2}} \cdot \frac{K_{СХ}}{K_{ТТ}}, \quad (91)$$

где $K_{ПРЕД.НАГР}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, $K_{ПРЕД.НАГР} = 1,8$ – для трансформаторов средней мощности;

$$I_{Т.БЛ.} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{125,5}{5,435} \cdot \frac{\sqrt{3}}{40} = 1,98.$$

Примем $I_{Т.БЛ.} = 2$.

С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДЗТ в диапазоне значений тормозного тока от тока начала трможения $I_{Т0}$, равного 1, до $I_{Т.БЛ.}$.

Если по защищаему трансформатору протекает сквозной ток $I_{СКВ}$, то он может вызвать дифференциальный ток, который определяется по выражению:

$$I_{Д} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) \cdot I_{СКВ}, \quad (92)$$

$$I_{СКВ} = \frac{I_{кз.мах}}{I_{ТТ2}} \cdot \frac{K_{СХ}}{K_{ТТ}}, \quad (93)$$

где $I_{кз.мах}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего короткого замыкания, $I_{кз.мах} = 1186$ А.

$$I_{СКВ} = \frac{1186}{5,438} \cdot \frac{\sqrt{3}}{40} = 9,449$$

$$I_{Д} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 9,449 = 4,063 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток равен:

$$I_{Т} = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{Д}) \cdot \cos \beta}, \quad (94)$$

где β принимается равным $10 \div 20^\circ$.

$$I_{Т} = \sqrt{9,449 \cdot (9,449 - 4,063) \cdot \cos(10)} = 7,08 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения определяется по формуле:

$$K_T \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{д}} - I_{\text{д0}}}{I_T - I_{\text{T0}}} \quad (95)$$

$$K_T = \frac{1,1 \cdot 4,063 - 0,46}{7,08 - 1} = 0,659$$

Примем $K_T = 0,66$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot I_{\text{СКВ}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}$$

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot 9,449 \cdot 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 = 3,724 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{отс}} \geq 6,5.$$

Принимаем $I_{\text{отс}} = 6,5$.

6.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита обычно является резервной для трансформатора. Она полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от токов внешних коротких замыканий. Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{\text{СЗ.МТЗ}} = \frac{K_{\text{НАД}} \cdot K_{\text{САМ.З}}}{K_B} \cdot I_{\text{Р.МАХ}} \quad (96)$$

где $K_{\text{НАД}}$ – коэффициент надежности, $K_{\text{над}} = 1,3$;

K_B – коэффициент возврата устройства, $K_B = 0,9$;

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

$$I_{\text{СЗ.МТЗ.ВН}} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,9} \cdot 122,511 = 362,6 \text{ А,}$$

$$I_{\text{СЗ.МТЗ.НН}} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,9} \cdot 2187 = 6317,8 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле, А:

$$I_{\text{СЗ2}} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗ.МТЗ}}}{k_T} \quad (97)$$

$$I_{C32.BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 362,6}{40} = 15,7 \text{ А},$$

$$I_{C32.HH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6317,8}{600} = 10,5 \text{ А}.$$

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

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{C3.МТЗ}}; \quad (98)$$

$$K_{ч.МТЗ.ВН} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1186}{362,687} = 2,833,$$

$$K_{ч.МТЗ.НН} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10708}{6317,806} = 1,468.$$

Полученное значение чувствительности больше 1,2, что соответствует требованию.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимая $t_{л.наиб} = 1,5 \text{ с}$):

$$t_{C3.МТЗ} = t_{л.наиб} + \Delta t, \quad (99)$$

$$t_{C3.МТЗ} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}.$$

6.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях на разгрузку или отключение трансформаторов. Защиту от перегрузки устанавливают со всех сторон трехобмоточного трансформатора.

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

$$I_{C3.ПЕР} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (100)$$

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

Рассчитаем ток срабатывания защиты для каждой стороны трансформатора:

$$I_{сз.пер110} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 125,5 = 155 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер6} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 2187 = 2701,5 \text{ А.}$$

Вторичные токи срабатывания защит:

$$I_{сз.пер110} = \sqrt{3} \frac{155}{40} = 6,7 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер10} = I \frac{2701,5}{600} = 4,5 \text{ А.}$$

6.2.4 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в масле при повреждениях в баке трансформатора. Вследствие разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги образуется газ. Электрическая дуга возникает и при многофазных коротких замыканиях в обмотках, поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого, действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа РГТ-80. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и

реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действующего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа РГТ-80 [12].

6.3 Автоматика на ПС «Маломыр»

На ПС «Маломыр» примем к установке следующую автоматику:

– АВР (автоматический ввод резерва). При наличии двух источников питания (двухцепная линия Стойба – Маломыр) рационально работать по разомкнутой схеме, т.е. все источники включены, но не связаны между собой. Благодаря этому уменьшаются токи КЗ, становится проще релейная защита, снижаются потери электроэнергии. Но при этом надежность схемы уменьшается, т.к. отключение единственного источника питания приводит к прекращению питания, подключенных к нему потребителей. АВР

предназначен для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания.

– АПВ (автоматическое повторное включение). Большинство повреждений на воздушных линиях носят неустойчивый характер и при быстром отключении линии самоустраиваются. Устройство АПВ служит для быстрого восстановления питания потребителей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты. Согласно ПУЭ применение АПВ обязательно на всех воздушных линиях напряжением 1000 В и выше.

– АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Противоаварийная автоматика, направленная на повышение надежности работы электроэнергетической системы путем предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ СЕЛЕМДЖИНСКОГО РАЙОНА

7.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для выполнения расчетов режимов работы сети выбираем в ПВК RastrWin3. Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности программного комплекса:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- автоматизированная подготовка графической схемы на основе расчетной;
- проведение коммутаций (отключение/включение) и коррекций непосредственно на графической схеме;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры [2]

Подготовка исходных данных для расчета осуществляется согласно п. 1.4.

7.2 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)

Рассмотрим режим наибольших нагрузок (зимний максимум).

Таблица 40 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I _{доп} , А	I / I _{доп} , %
СН АТ10 / ВН Т11 – отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	97	390	24,8
СН АТ9 / ВН Т12 – ПС Селемджинск	АС – 120/19	129	390	33
ПС Селемджинск - отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	128	390	32,8
отп. на ПС Стойба – ВН Т4	АС – 120/19	150	390	38,4
отп. на ПС Стойба – ВН Т5	АС – 120/19	58	390	14,8
ВН Т4 – ВН Т7	АС – 150/24	151	450	33,5
ВН Т5 – ВН Т6	АС – 150/24	60	450	13,2
отп. на ПС Стойба – отп. на ПС Драга	АС – 120/19	41	390	10,4
отп. на ПС Драга – ВН Т3	АС – 120/19	0,382	390	0,1
отп. на ПС Стойба – ВН Т1	АС – 120/19	44	390	11,3
отп. на ПС Драга – ВН Т2	АС – 120/19	34	390	8,8
ВН Т2 – ВН Т-2 А	АС – 150/24	105	450	23,3
ВН Т1 – ВН Т-1 А	АС – 150/24	105	450	23,3
СН АТ Р - ВН Т2	АС – 240/32	123	605	20,3
СН АТ Р - ВН Т1	АС – 240/32	93	605	15,4
ПС "Февральская" - ВН АТ Р	АС – 300/39	114	710	16

Таблица 41 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	2	3	4	5
1	ПС "Февральская"	220	234	6,36
2	о.т. АТ9	220	223,28	1,49
3	о.т. АТ10	220	224,94	2,25
4	НН АТ9	35	34,3	-1,99
5	НН АТ10	35	34,56	-1,26
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	117,4	6,73
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	118,21	7,46
10	о.т. Т12	110	107,51	-2,26
11	о.т. Т11	110	108,05	-1,78
12	СН Т12	35	35,99	2,83
13	СН Т11	35	36,17	3,34
14	НН Т12	10	10,27	2,65
15	НН Т11	10	10,31	3,06
16	ПС "Селемджинск"	110	115,59	5,08
19	отп. на ПС Стойба	110	115,34	4,85
20	отп. на ПС Стойба	110	112,19	1,99

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5
21	ВН Т4	110	111,95	1,77
22	ПС "Стойба"	6	6,12	2,03
23	ВН Т5	110	115,25	4,77
24	о.т. Т5	110		
25	НН Т5	6	6,12	2,03
26	СН Т5	35		
27	ВН Т6	110	114,12	3,75
28	ВН Т7	110	109,02	-0,89
29	о.т. Т6	110	109,25	-0,68
30	СН Т6	35	36,58	4,5
31	ПС "Маломыр"	6	5,9	-1,63
32	о.т. Т7	110	105,89	-3,74
33	СН Т7	35	35,45	1,29
34	НН Т7	6	5,71	-4,76
35	отп.а на ПС Драга	110	113,53	3,21
36	ВН Т3	110	113,53	3,21
37	о.т. Т3	110	107,78	-2,02
38	СН Т3	35	36,08	3,09
39	ПС "Драга"	6	6,19	3,09
40	ВН Т2	110	114,74	4,31
41	о.т. Т2	110		
42	СН Т2	35	36,7	4,84
43	ПС "Коболдо"	6	6,29	4,85
44	ВН Т1	110	114,74	4,31
45	о.т. Т1	110	109,66	-0,31
46	СН Т1	35	36,7	4,84
47	НН Т1	6	6,29	4,85
48	ВН Т-1 А	110	110,51	0,46
49	о.т. Т-1 А	110	107,12	-2,62
50	СН Т-1 А	35	35,86	2,46
51	НН Т-1 А	6	6,05	0,77
52	ВН Т-2 А	110	110,51	0,46
53	о.т. Т-2 А	110	107,12	-2,61
54	СН Т-2 А	35	35,86	2,47
55	ПС "Албын"	6	6,05	-4,03
56	ВН АТ Р	220	227,18	3,26
57	о.т. АТ Р	220	217,32	-1,22
58	СН АТ Р	110	114,74	4,31
59	ПС "Рудная"	6	6,24	3,94
60	НН 3М	6	6,07	1,23
111	УШР	220	234	6,36

Из результатов расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в пределах, предусмотренных.

Графическая схема режима, а также потоки мощности и состав потерь представлены на листе 6 графической части.

7.3 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

Рассмотрим режим наименьших нагрузок (летний минимум).

Таблица 42– Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I _{доп} , А	I/ I _{доп} , %
СН АТ10 / ВН Т11 – отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	100	390	25,5
СН АТ9 / ВН Т12 – ПС Селемджинск	АС – 120/19	134	390	34,4
ПС Селемджинск - отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	134	390	34,3
отп. на ПС Стойба – ВН Т4	АС – 120/19	150	390	38,6
отп. на ПС Стойба – ВН Т5	АС – 120/19	58	390	14,9
ВН Т4 – ВН Т7	АС – 150/24	151	450	33,6
ВН Т5 – ВН Т6	АС – 150/24	60	450	13,3
отп. на ПС Стойба – отп. на ПС Драга	АС – 120/19	36	390	9,3
отп. на ПС Драга – ВН Т3	АС – 120/19	0,381	390	0,1
отп. на ПС Стойба – ВН Т1	АС – 120/19	46	390	11,7
отп. на ПС Драга – ВН Т2	АС – 120/19	30	390	7,6
ВН Т2 – ВН Т-2 А	АС – 150/24	106	450	23,5
ВН Т1 – ВН Т-1 А	АС – 150/24	106	450	23,5
СН АТ Р - ВН Т2	АС – 240/32	118	605	19,4
СН АТ Р - ВН Т1	АС – 240/32	107	605	17,8
ПС "Февральская" - ВН АТ Р	АС – 300/39	119	710	16,7

Таблица 43 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	2	3	4	5
1	ПС "Февральская"	220	234	6,36
2	о.т. АТ9	220	223,28	1,49
3	о.т. АТ10	220	224,6	2,09
4	НН АТ9	35	34,3	-1,99
5	НН АТ10	35	34,51	-1,41
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	117,41	6,74
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	118,04	7,31
10	о.т. Т12	110	107,85	-1,95

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4	5
11	о.т. Т11	110	107,87	-1,94
12	СН Т12	35	36,11	3,17
13	СН Т11	35	36,11	3,17
14	НН Т12	10	10,31	3,09
15	НН Т11	10	10,29	2,92
16	ПС "Селемджинск"	110	115,45	4,95
19	отп. на ПС Стойба	110	114,83	4,39
20	отп. на ПС Стойба	110	111,76	1,6
21	ВН Т4	110	111,52	1,38
22	ПС "Стойба"	6	6,1	1,69
23	ВН Т5	110	114,74	4,31
24	о.т. Т5	110		
25	НН Т5	6	6,1	1,69
26	СН Т5	35		
27	ВН Т6	110	113,6	3,27
28	ВН Т7	110	108,57	-1,3
29	о.т. Т6	110	108,72	-1,16
30	СН Т6	35	36,4	4
31	ПС "Маломыр"	6	5,87	-2,13
32	о.т. Т7	110	105,42	-4,16
33	СН Т7	35	35,29	0,84
34	НН Т7	6	5,69	-5,19
35	отп.а на ПС Драга	110	112,91	2,65
36	ВН Т3	110	112,91	2,65
37	о.т. Т3	110	107,19	-2,56
38	СН Т3	35	35,88	2,53
39	ПС "Драга"	6	6,15	2,53
40	ВН Т2	110	113,92	3,56
41	о.т. Т2	110		
42	СН Т2	35	36	2,86
43	ПС "Коболдо"	6	6,17	2,84
44	ВН Т1	110	113,92	3,56
45	о.т. Т1	110	107,63	-2,16
46	СН Т1	35	36	2,86
47	НН Т1	6	6,17	2,84
48	ВН Т-1 А	110	109,64	-0,33
49	о.т. Т-1 А	110	106,2	-3,45
50	СН Т-1 А	35	35,55	1,58
51	НН Т-1 А	6	5,99	-0,13
52	ВН Т-2 А	110	109,63	-0,33
53	о.т. Т-2 А	110	106,2	-3,45

1	2	3	4	5
54	СН Т-2 А	35	35,55	1,58
55	ПС "Албын"	6	5,99	-4,88
56	ВН АТ Р	220	226,42	2,92
57	о.т. АТ Р	220	215,67	-1,97
58	СН АТ Р	110	113,92	3,57
59	ПС "Рудная"	6	6,19	3,15
60	НН 3М	6	6,05	0,79
111	УШР	220	234	6,36

Из результатов расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в пределах, предусмотренных.

Таблица 44 – Суммарные потери в сети

Потери мощности	В максимальном режиме	В минимальном режиме
ΔP , МВт	5,39	5,6
ΔQ , Мвар	26,9	28,18

Графическая схема режима, а также потоки мощности и состав потерь представлены на листе 6 графической части.

7.4 Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

При расчете послеаварийных и/или ремонтных режимов отключаем наиболее загруженные элементы сети (ВЛ Февральская – Рудная) и проверяем параметры режима.

Рассмотрим режим отключения ВЛ Февральская – Рудная.

Таблица 45 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I _{доп} , А	I / I _{доп} , %
1	2	3	4	5
СН АТ10 / ВН Т11 – отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	245	390	62,9
СН АТ9 / ВН Т12 – ПС Селемджинск	АС – 120/19	307	390	78,7
ПС Селемджинск - отп. на ПС Стойба	АС – 120/19	309	390	79,3
отп. на ПС Стойба – ВН Т4	АС – 120/19	175	390	44,9
отп. на ПС Стойба – ВН Т5	АС – 120/19	70	390	17,9
ВН Т4 – ВН Т7	АС – 150/24	177	450	39,3

1	2	3	4	5
ВН Т5 – ВН Т6	АС – 150/24	71	450	15,7
отп. на ПС Стойба – отп. на ПС Драга	АС – 120/19	139	390	35,5
отп. на ПС Драга – ВН Т3	АС – 120/19	0,307	390	0,1
отп. на ПС Стойба – ВН Т1	АС – 120/19	181	390	46,4
отп. на ПС Драга – ВН Т2	АС – 120/19	142	390	36,4
ВН Т2 – ВН Т-2 А	АС – 150/24	148	450	32,9
ВН Т1 – ВН Т-1 А	АС – 150/24	148	450	32,9
СН АТ Р - ВН Т2	АС – 240/32	14	605	2,2
СН АТ Р - ВН Т1	АС – 240/32	14	605	2,2
ПС "Февральская" - ВН АТ Р	АС – 300/39	0	710	0

Таблица 46 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	2	3	4	5
1	ПС "Февральск"	220	234	6,36
2	о.т. АТ9	220	219,34	-0,3
3	о.т. АТ10	220	221,25	0,57
4	НН АТ9	35	36,72	4,9
5	НН АТ10	35	37,04	5,82
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	115,98	5,44
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	116,92	6,29
10	о.т. Т12	110	104,49	-5,01
11	о.т. Т11	110	104,63	-4,88
12	СН Т12	35	34,98	-0,06
13	СН Т11	35	35,03	0,07
14	НН Т12	10	9,98	-0,24
15	НН Т11	10	9,94	-0,6
16	ПС "Селемджинск"	110	109,37	-0,58
19	отп. на ПС Стойба	110	101,21	-7,99
20	отп. на ПС Стойба	110	97,47	-11,39
21	ВН Т4	110	97,17	-11,66
22	ПС "Стойба"	6	5,32	-11,28
23	ВН Т5	110	101,1	-8,09
24	о.т. Т5	110	97,49	-11,37
25	НН Т5	6	5,59	-6,83
26	СН Т5	35	32,64	-6,75
27	ВН Т6	110	99,71	-9,35
28	ВН Т7	110	93,56	-14,95
29	о.т. Т6	110	96,04	-12,69
30	СН Т6	35	32,15	-8,13

1	2	3	4	5
31	ПС "Маломыр"	6	5,16	-13,93
32	о.т. Т7	110	92,8	-15,64
33	СН Т7	35	31,07	-11,24
34	НН Т7	6	4,98	-16,96
35	отп. на ПС Драга	110	93,69	-14,83
36	ВН Т3	110	93,69	-14,83
37	о.т. Т3	110	86,03	-21,79
38	СН Т3	35	28,8	-17,71
39	ПС "Драга"	6	4,94	-17,71
40	ВН Т2	110	89,44	-18,69
41	о.т. Т2	110	86,37	-21,48
42	СН Т2	35	28,92	-17,39
43	ПС "Коболдо"	6	4,96	-17,39
44	ВН Т1	110	89,45	-18,69
45	о.т. Т1	110	84,89	-22,82
46	СН Т1	35	28,4	-18,87
47	НН Т1	6	4,87	-18,86
48	ВН Т-1 А	110	82,68	-24,84
49	о.т. Т-1 А	110	81,3	-26,09
50	СН Т-1 А	35	27,22	-22,23
51	НН Т-1 А	6	4,52	-24,65
52	ВН Т-2 А	110	82,68	-24,83
53	о.т. Т-2 А	110	81,3	-26,09
54	СН Т-2 А	35	27,22	-22,23
55	ПС "Албын"	6	4,52	-28,24
56	ВН АТ Р	220		
57	о.т. АТ Р	220		
58	СН АТ Р	110	89,45	-18,69
59	ПС "Рудная"	6		
60	НН 3М	6	4,71	-21,44
111	УШР	220	234	6,36

В таблице 47 представлены потери мощности в послеаварийном режиме при отключении линии Февральская – Рудная.

Таблица 47 – Суммарные потери в сети

Потери мощности	При отключении ВЛ Февральская – Рудная
ΔP , МВт	17,15
ΔQ , Мвар	44,97

Из результатов расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, но напряжения выходят за пределы предусмотренные ГОСТ 32144–2013.

Допустимое отклонение напряжения по [13] не должно превышать 10 % номинального напряжения. Из таблицы 46 видно, что при отключении линии Февральская – Рудная наблюдается недопустимое снижение напряжения в узлах сети. Низкие уровни напряжения в сети обусловлены вводом новых нагрузок на ПС 110 кВ «Албын» и ПС 110 кВ «Маломыр».

Существует несколько способов уменьшения потерь напряжения в сети:

- выбор проводников большего сечения (уменьшение активного сопротивления линии),
- использование продольной емкостной компенсации (уменьшение индуктивного сопротивления линии),
- использование устройств компенсации реактивной мощности.

Первые два способа выбираются при проектировании. На сегодняшний день стоимость строительства новых высоковольтных линий электропередачи высока. Поэтому становится актуальным использовать на действующих линиях электропередачи устройства компенсации реактивной мощности.

Из полученных данных можно сделать вывод о необходимости установки устройства компенсации реактивной мощности, а именно БСК или СТК, на приемной конце линии, т.е. на наиболее удаленной подстанции – ПС «Албын».

7.5 Выбор оптимальной мощности компенсирующего устройства

Определение требуемой мощности КУ допускается осуществлять методом систематизированного подбора в программе RastrWin3. Наиболее просто и быстро определить требуемую мощность КУ для поддержания допустимого напряжения можно задавшись в этом узле (шины ВН и шины

НН ПС «Албын») напряжением $V_{зд}$ и большими диапазонами потребления/выработки реактивной мощности (например ± 1000 МВар). То есть «для программы» в данном узле будет задан балансирующий узел по реактивной мощности. После расчёта режима в такой схеме программа определит объём реактивной мощности, который будет обеспечивать заданный уровень напряжения [14].

При расчетах взят наиболее сложный послеаварийный режим – отключение линии Февральская – Рудная.

Значения необходимых мощностей КУ для выбранных узлов сети представлены в таблице 4.

Таблица 48 – Таблица для анализа мощности КУ

Наименование режима	Требуемая мощность, Мвар			
	ВН		НН	
	Узел 48	Узел 52	Узел 51	Узел 55
Включен УШР 220 кВ мощностью 63 Мвар и 2хШР 35 кВ мощностью 20 Мвар	19,8	19,8	10,2	10,2
Включен УШР 220 кВ мощностью 63 Мвар и 1хШР 35 кВ мощностью 20 Мвар	16,9	16,9	8,3	8,3
Включен УШР 220 кВ мощностью 63 Мвар, 2хШР 35 кВ мощностью 20 Мвар отключены	13,8	13,8	6,5	6,5

Как видно из таблицы 48 требуемая мощность КУ для стороны ВН не превышает 20 Мвар, а на стороне НН 10 Мвар. Для выбора оптимальной мощности КУ произведена серия расчетов режима с поочередной установкой на шинах ПС «Албын» устройств КРМ различной мощности. Рассматривалась установка на шинах ВН ПС «Албын» БСК мощностью 10 и 26 Мвар, а также на шинах НН СТК мощностью 10 и 15 Мвар.

В послеаварийном режиме при отключении ВЛ Февральская – Рудная при установке двух БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар, БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар, двух СТК мощностью 10 Мвар, а также двух СТК мощностью 15 Мвар уровни напряжения в сети 220-110 кВ рассматриваемого

района находятся в допустимых пределах. Токовая загрузка ВЛ и АТ не превышает длительно допустимые уровни.

В таблице 49, 50, 51, 52 приведены максимальные значения отклонений напряжения после установки на ПС «Албын» 2хБСК 110 кВ мощностью 10 Мвар каждый, БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар, двух СТК мощностью 10 Мвар, а также двух СТК мощностью 15 Мвар соответственно.

Таблица 49 – Значения отклонений напряжения после установки 2хБСК – 10/110

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	ПС "Февральск"	220	234	6,36
4	НН АТ9	35	38,14	8,97
5	НН АТ10	35	38,16	9,03
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	117,58	6,89
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	118,57	7,79
28	ВН Т7	110	102,11	-7,17
35	отп. на ПС Драга	110	104,43	-5,07
36	ВН Т3	110	104,43	-5,07
40	ВН Т2	110	103,07	-6,3
44	ВН Т1	110	103,07	-6,3
48	ВН Т-1 А	110	100,75	-8,41
50	СН Т-1 А	35	37,05	5,86
52	ВН Т-2 А	110	100,75	-8,41
54	СН Т-2 А	35	37,05	5,86
58	СН АТ Р	110	103,07	-6,3
111	УШР	220	234	6,36

Таблица 50 – Значения отклонений напряжения после установки БСК – 26/110

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	2	3	4	5
1	ПС "Февральск"	220	234	6,36
3	о.т. АТ10	220	231,98	5,45
4	НН АТ9	35	38,5	9,99
5	НН АТ10	35	38,35	9,57
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	118,57	7,79
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	119,51	8,65
111	УШР	220	234	6,36

Таблица 51 – Значения отклонений напряжения после установки
2хСТК – 6/10

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	ПС "Февральск"	220	234	6,36
4	НН АТ9	35	38,07	8,76
5	НН АТ10	35	38,4	9,72
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	119,78	8,89
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	120,76	9,78
28	ВН Т7	110	104,27	-5,2
33	СН Т7	35	37,11	6,04
48	ВН Т-1 А	110	101,67	-7,57
52	ВН Т-2 А	110	101,67	-7,57
111	УШР	220	234	6,36

Таблица 52 – Значения отклонений напряжения после установки
2хСТК – 6/15

№ узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
1	ПС "Февральск"	220	234	6,36
4	НН АТ9	35	38,02	8,64
5	НН АТ10	35	38,36	9,6
8	СН АТ9 / ВН Т12	110	119,66	8,79
9	СН АТ10 / ВН Т11	110	120,64	9,68
12	СН Т12	35	37,3	6,56
13	СН Т11	35	37,54	7,25
14	НН Т12	10	10,64	6,39
15	НН Т11	10	10,7	6,97
28	ВН Т7	110	103,93	-5,52
33	СН Т7	35	37,72	7,79
40	ВН Т2	110	104,04	-5,42
44	ВН Т1	110	104,04	-5,42
48	ВН Т-1 А	110	101,05	-8,14
52	ВН Т-2 А	110	101,05	-8,14
58	СН АТ Р	110	104,04	-5,42
111	УШР	220	234	6,36

В таблице 53 представлены потери мощности в сети в послеаварийном режиме в зависимости от установленных устройств КРМ.

Таблица 53 – Суммарные потери в сети в послеаварийном режиме в зависимости от установленных устройств КРМ

Потери мощности	В послеаварийном режиме при установке			
	2хБСК – 10/110	БСК – 26/110	2хСТК – 6/10	2хСТК – 6/15
ΔP , МВт	11,65	11,49	11,25	11,35
ΔQ , Мвар	6,68	-2,78	21,31	21,79

Из полученных данных видно, что потери активной мощности в сети практически одинаковы, сравнивая их со значениями из таблицы 47, можно заметить, что они уменьшились. Также потери реактивной мощности меньше при установке БСК.

Проанализировав результаты расчета режимов, а именно значения отклонений напряжений и допустимую токовую загрузку линий, можно прийти к выводу, что любое из компенсирующих устройств подходит к установке. Но помимо этого существует и экономическая сторона, исходя из которой, наиболее экономичным решением будет установка БСК на стороне ВН ПС «Албын».

В таблице 54 приведена стоимость каждого из вариантов с учетом коэффициента инфляции. Укрупненные показатели стоимости электрических сетей взяты из источника [7]

Таблица 54 – Стоимость вариантов

Вариант устройства КРМ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб
2хБСК – 10/110	2х10	12971,68
БСК – 26/110	26	16863,18
2хСТК – 6/10	2х10	53412,80
2хСТК – 6/15	2х15	80119,20

В рассматриваемом районе нагрузка слабо изменяется в летний и зимний период. Поэтому в летний период не будет происходить снижения

нагрузки, что могло бы привести к необходимости потребления излишней реактивной мощности. Поэтому в конце линии Февральская – Коболдо – Албын в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП Февральская – Рудная будет наблюдаться снижение напряжения, которого можно избежать, поставив на приемном конце (ПС «Албын») источник реактивной мощности. В нашем случае – 2 БСК напряжением 110 кВ общей мощностью 20 Мвар.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Обеспечение безопасности

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности при эксплуатации данных объектов. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ, МПОТ, ПТЭ, технику безопасности при строительном-монтажных работах в энергетике.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 35 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамкватели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ-110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения

испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов не менее 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираения их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м.

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата должно составлять не менее 0,2 м или должен быть предусмотрен соответствующий приямок [5].

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов и руководящих документов [15].

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины,

компрессорные установки и воздухохборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда и правилами Госгортехнадзора.

Рабочие и инженерно-технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ.

При производстве всего комплекса строительного-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 [16].

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным 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 перехлестывания 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 [16].

Для обеспечения защиты персонала от прикосновения к частям аппаратов, которые могут оказаться под напряжением, а также для

выравнивания потенциалов на территории подстанции в данной работе произведено проектирование сетки защитного заземления. С целью защиты от грозových перенапряжений разработана молниезащита подстанции и произведен расчет грозоупорности ОРУ 220 кВ.

8.2 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [11].

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита обеспечивается: максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных, а также ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды; системами противодымной защиты; применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается: устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.); установлением предельно допустимых площадей

противопожарных отсеков и секций; устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций; применением средств, предотвращающих разлив пожаро-опасных жидкостей при пожаре; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях. Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери [11].

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ 110 кВ.

В связи с тем, что на ПС «Маломыр» устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения пожара на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

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

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

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [11].

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

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

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается [17].

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

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [18].

8.3 Экологичность проекта

В процессе строительства и эксплуатации все энергообъекты оказывают определенное влияние на окружающую среду.

Акустический шум.

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, ЛЭП и ПС. Источниками шума на подстанции являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, выключатели. Снижение шума достигается специальным размещением ПС, применением шумозащитных экранов [19].

Изъятие из пользования земель под ЭС.

Во время строительства и эксплуатации воздушных линий и подстанций при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет.

Нарушение почвенно-растительного покрова при строительстве обусловлено устройством котлованов для заглубления опор ВЛ, под фундаменты оборудования, под маслосборники и т.д.

Использование земельных ресурсов в проекте обеспечивается изъятием земли в постоянное и временное пользование в соответствии с 14278ТМ-Т1 «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).

Загрязнение среды трансформаторным маслом и элегазом.

При возникновении серьезных аварий (возгорание трансформатора) может произойти разлив горящего масла за пределы бака трансформатора, что влечет за собой особую опасность для окружающей среды и человека. Для предотвращения растекания горящего масла по подстанции, маслonaполненное оборудование ограждается маслоприемником.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

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.

Элегаз является одним из сильнейших парниковых газов, который очень медленно разлагается в природной среде. Также элегаз является более тяжелым газом, чем воздух и, поэтому, при утечках скапливается в нишах, вытесняя при этом воздух, что несет большую опасность для персонала, обслуживающего установки. Поэтому при использовании элегазового оборудования огромное внимание уделяется уплотнениям разъемных частей аппаратов и производится постоянный контроль давления элегаза, утечка в год которого не должна превышать 0,5 %. В закрытых помещениях, где установлено элегазовое оборудование в обязательном порядке предусматривается приточно-вытяжная вентиляция.

При разработке варианта реконструкции был сделан упор на уменьшение количества маслonaполненного и элегазового оборудования на подстанции. Так, использование в КРУ 6 кВ приняты к установке вакуумные выключатели. Вместо масляных трансформаторов собственных нужд были приняты сухие трансформаторы с литой изоляцией.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Развитие Амурских западных электрических сетей АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» напряжением 110 кВ» были решены основные задачи, связанные её развитием.

Произведен расчет токов короткого замыкания, а также последующая проверка оборудования. На подстанции «Маломыр» выполнена установка третьего трансформатора с экономическим и техническим обоснованием. Выполнен выбор оборудования на подстанции «Маломыр» в ячейке третьего трансформатора и КРУ 6 кВ. Выполнен расчёт заземления подстанции «Маломыр», рассчитана молниезащита оборудования подстанции. Данное устройство повысит надёжность работы во время грозовой активности и продлит срок эксплуатации оборудования. Произведён расчёт уставок релейной защиты двухобмоточного силового трансформатора 110/6 кВ, установленного на подстанции «Маломыр».

Произведён выбор оборудования в двух ячейках линейных выключателей на подстанции «Коболдо» в связи со строительством линии 220 кВ Февральская – Рудная и подстанции 220 кВ Рудная для выдачи мощности на ПС «Албын».

Выполнен выбор компенсирующих устройств на подстанции «Албын» для обеспечения норм качества электроэнергии по ГОСТ 32144-2013 в послеаварийных режимах.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности, а также вопросы пожарной безопасности энергетических объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Официальный сайт Селемджинского района [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://selemja28.ru> – 15.03.2016 г.

2 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru> – 20.03.2016 г.

3 Приказ Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.»

4 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учеб. пос / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск : изд-во Амур. Гос. Ун-та, 2002. – 139 с.

5 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.

6 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.

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

8 Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора ШЭ2607 153 / ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv/298-she2607-153.html>– 20.06.2015.

9 Выключатели типа ЛТВ / Геркон. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.gercon-ltd.ru/catalog/article_216/ – 20.06.2015.

10 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

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

– 964 с.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2013.

13 ГОСТ 32144 – 2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения – М. : Стандартформ, 2014.

14 Проектирование электрической сети СВН : Методические указания по выполнению курсового проекта / сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014.- 51с.

15 Техника безопасности при строительно-монтажных работах в энергетике. Справочное пособие / под ред. П. Н. Долина. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 544 с.

16 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.

17 ГОСТ 12.4.009-83. Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. 1983. – 24 с.

18 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97. Строительные нормы и правила РФ.

19 Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда) / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М. : Высш. шк., 2002. – 319 с.