

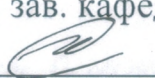
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 18 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

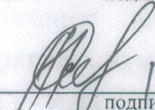
на тему: Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ Хабаровского края
в районе подстанции Горка

Исполнитель
студент группы 542-062


13.06.19
подпись, дата


В.А. Кучкин

Руководитель
доцент


13.06.19
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук


13.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
старший преподаватель


18.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 07 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Кучинина Владислава
Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Развитие электрических сетей напряжения 110 кВ
Хабаровского края в районе подстанции Гурма

(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы электричес-
-ких соединений и ПС Хабаровских сетей, нагрузки ПС по
контрольным замерам.

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

Характеристики района, прогнозирование нагрузки,
разработка системы внешнего электроснабжения.

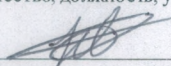
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 листов графичес-
-кой части, 48 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) по безопасности и экологичности документ. Тех. науки
А.Б. Буцманов

7. Дата выдачи задания 05.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромашева Анна Георгиевна
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.19


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 12 рисунков, 44 таблицы, 27 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В выпускной квалификационной работе были произведены расчет исходного режима электрической сети напряжением 35-110 кВ до реконструкции ПС Горка 35 кВ в ПВК RastrWin3, расчет и прогнозирование электрических нагрузок, представлены возможные варианты реконструкции электрической сети 35-110 кВ Хабаровского края в районе ПС Горка 35 кВ, выбран один оптимальный вариант реконструкции сети с точки зрения надежности и технико-экономического сравнения, выполнен расчет токов короткого замыкания с целью последующего выбора и проверки оборудования на реконструируемой ПС Горка. Произведен расчет нормального и послеаварийного режимов электрической сети с учетом новой подстанции в ПВК RastrWin3. Приведен экономический расчет реконструкции указанного участка электрической сети, рассмотрена безопасность и экологичность реконструируемого участка электрической сети.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗШ – дифференциальная защита шин;

ДФЗ – дифференциально-фазная защита;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

СН – низкое напряжение;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика и анализ реконструируемой сети	9
1.1 Географическая и климатическая характеристика Хабаровского края	9
1.2 Характеристика источников питания	10
1.3 Состояние электрических сетей Хабаровского края	12
1.4 Характеристика и анализ режимов существующей сети	15
2 Разработка и анализ вариантов реконструкции рассматриваемой электрической сети	27
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	27
2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	31
2.3 Компенсация реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств	34
2.4 Выбор силовых трансформаторов для двух вариантов	35
2.5 Выбор сечения новых линий электропередач для двух вариантов	37
2.6 Расчёт приведённых затрат для рассматриваемых вариантов	40
3 Расчёт токов короткого замыкания	46
4 Выбор оборудования на ПС Горка	53
4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции	53
4.2 Конструктивное исполнение ПС	53
4.3 Выбор и проверка ошиновки	54
4.4 Выбор и проверка выключателей	55
4.5 Выбор и проверка разъединителей	60
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	61
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	65
4.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	67
4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	70
4.10 Выбор ОПН	71

5	Заземления и молниезащиты ПС Горка	75
5.1	Заземление подстанции Горка	75
5.2	Защита от прямых ударов молнии	79
6	Релейная защита и автоматика	82
6.1	Общие принципы построения защит	82
6.2	Защита трансформатора	83
6.3	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	84
6.4	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	85
6.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	89
6.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения	90
6.7	Защита от перегрузки	93
6.8	Газовая защита	94
6.9	АПВ (автоматическое повторное включение)	95
6.10	УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)	97
6.11	АВР (автоматический ввод резерва)	99
7	Безопасность и экологичность	101
7.1	Безопасность	101
7.2	Экологичность	105
7.3	Чрезвычайные ситуации	110
	Заключение	118
	Библиографический список	119

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день на территории Хабаровского края идет постепенное развитие экономики, что в свою очередь ведет к созданию новых потребителей электрической энергии. При этом возникают две важных задачи: возведению новых и реконструкции старых электрических станций и подстанций. Вторая задача заключается в рассмотрении вариантов подключения к уже существующей энергосистеме.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время в Хабаровском крае количество потребителей растет, а оборудование, установленное на подстанциях, не всегда выдерживает растущих нагрузок. Перегрузка подстанций приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей. Поэтому необходимо повышать экономическую эффективность данной отрасли за счет улучшенного использования имеющегося оборудования и по возможности модернизации устаревшего.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение качества электроэнергии, а также увеличение пропускной способности сети, повышение надежности электроснабжения Хабаровского края, разработка оптимального способа реконструкции ПС 35 кВ Горка.

Для реализации поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- анализ существующей сети;
- разработка вариантов реконструкции электрической сети и выбор из них оптимального;
- расчет электрических режимов;
- оценка экономической эффективности предлагаемого варианта;
- выбор схемы распределительного устройства;
- выбор необходимого оборудования ПС Горка;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;

- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Горка.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad, RastrWin3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ

1.1 Географическая и климатическая характеристика Хабаровского края

Хабаровский край — субъект Российской Федерации, расположен на Дальнем Востоке России. Административный центр — город Хабаровск. Граничит на севере с Магаданской областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Амурской областью, на юго-западе с Еврейской автономной областью, а также Китаем, на юго-востоке с Приморским краем. С севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока — Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского.

Климат Хабаровского края — муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Так, например, средняя температура января в континентальных районах колеблется от $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ — на юге, до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ — на севере; на морском побережье — от $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля на юге $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, на севере $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Лето в крае, за исключением морского побережья, жаркое. Начало лета (июнь) отмечается малым количеством осадков. В июле — начале августа в южных районах края наблюдаются дожди, обусловленные проникновением сюда влажных тропических масс воздуха. Зима в Хабаровском крае характеризуется солнечной погодой с сильными морозами, достаточно часто сопровождаемыми ветрами.

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	IV
2	Нормативная стенка гололеда, мм	20
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	21 м/сек

продолжение таблицы 1

1	2	3
5	Годовое количество осадков, мм	475
6	Низшая температура воздуха, °С	-40
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-24
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-30
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41
11	Число грозочасов в год	21
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	50/15
13	Температура гололедообразования, °С	-5
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	5
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

1.2 Характеристика источников питания

Основным источником электроснабжения потребителей Хабаровского края рассматриваемой сети является Хабаровская ТЭЦ-1 и Хабаровская ТЭЦ-3.

Хабаровская ТЭЦ-1 — теплоэлектроцентраль в городе Хабаровске. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания», филиал «Хабаровская генерация».

Таблица 2 – Информация о Хабаровской ТЭЦ-1

Местоположение	Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Узловая, 15а
Ввод в эксплуатацию	28 сентября 1954 г.
Основные характеристики	
Электрическая мощность, МВт	435 МВт
Тепловая мощность	1200 Гкал/час
Характеристика оборудования	
Основное топливо	Природный газ, уголь
Котельные агрегаты	ТП-170-100, БКЗ-160-100, БКЗ-220-100, БКЗ-210-140
Количество и марка турбин	ПТ-50-90, ПТ-30-90, ПР-25-90/10, Т-100-130

Схема РУ Хабаровской ТЭЦ-1 представлена на рисунке 1.

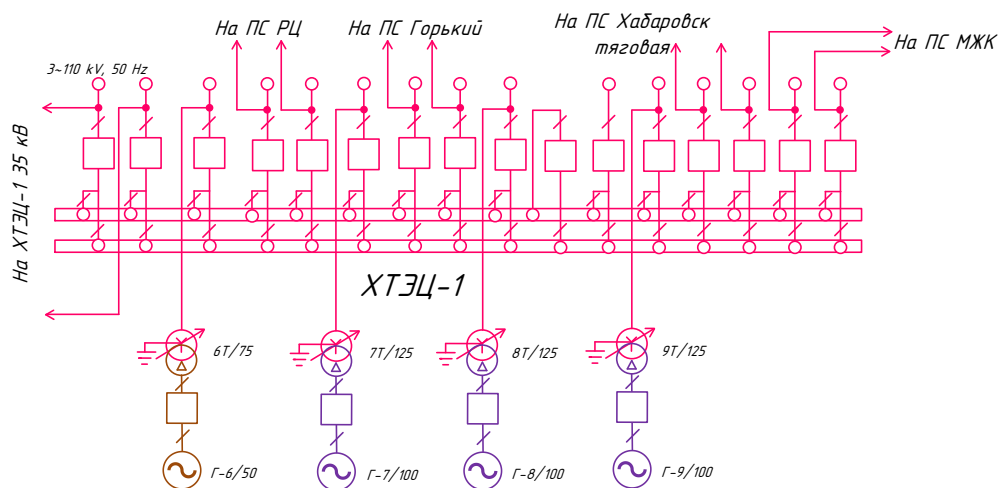


Рисунок 1 – Схема РУ Хабаровской ТЭЦ-1

Хабаровская ТЭЦ-3 – теплоэлектроцентраль в городе Хабаровске. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Установленная электрическая мощность – 720 МВт, тепловая – 1 640 Гкал/ч (из них 1040 Гкал/ч приходится на турбоагрегаты).

В настоящее время снабжает горячей водой Северный, часть Железнодорожного и Центральных районов города Хабаровска наряду с ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 (которая в летнее время отключена, поэтому нагрузка делится на две остальные ТЭЦ). Подробное описание Хабаровской ТЭЦ-3 представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Информация о Хабаровской ТЭЦ-3

Местоположение	Хабаровский край, г. Хабаровск, Фёдоровское шоссе, 10
Ввод в эксплуатацию	1985 г.
Характеристика оборудования	
Основное топливо	Природный газ, уголь
Котельные агрегаты	ТПЕ-215 (Таганрогский котельный завод)
Количество и марка турбин	Т-180/210-130-1ЛМЗ

Схема РУ Хабаровской ТЭЦ-3 представлена на рисунке 2.

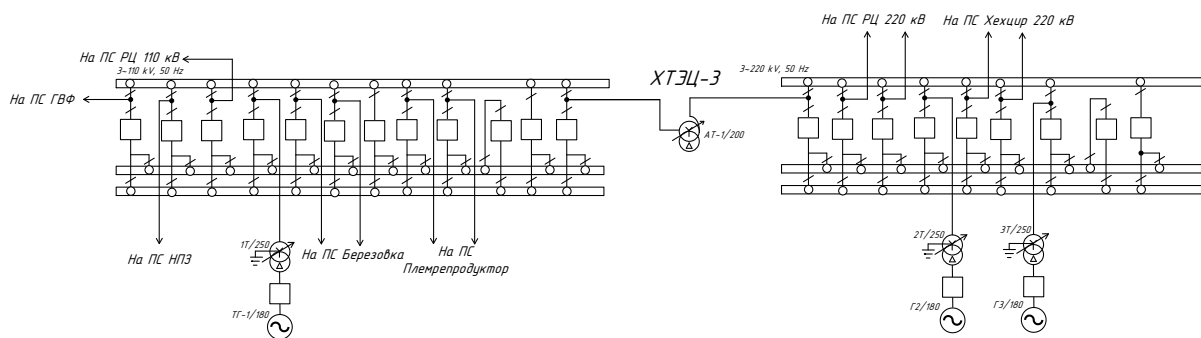


Рисунок 2 – Схема РУ Хабаровской ТЭЦ-3

К 2020 году ДГК планирует построить на станции ещё один энергоблок мощностью 180 МВт, в результате чего электромощность станции должна увеличиться до 900 МВт.

1.3 Состояние электрических сетей Хабаровского края

При проектировании развития электрической сети должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Поэтому необходимо дать характеристику электрической сети, а именно: ее конфигурацию, схемы присоединения и схемы РУ подстанций, характеристику линий электропередачи и трансформаторов, а также перечень оборудования подстанций, на которых планируется реконструкция.

На рассматриваемом участке электрической сети расположены Хабаровская ТЭЦ-1, Хабаровская ТЭЦ-3, ПС 220 кВ РЦ, ПС 220 кВ Хехцир, ПС 220 кВ Князе-Волконская, ПС 110 кВ МЖК, ПС 110 кВ АК, ПС 110 кВ Корфовская, ПС 110 кВ Племярепродуктор, ПС 110 кВ Водозабор, ПС 110 кВ Березовка, ПС 110 кВ СМР, ПС 110 кВ КАФ, ПС 110 кВ ГВФ, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Городская, ПС 35 кВ СРЗ, ПС 35 кВ Горка, ПС 35 кВ Краснореченская, ПС 35 кВ Корейский поселок, ПС 35 кВ Бычиха, ПС 35 кВ Карьер, ПС 35 кВ Федоровка.

Характеристики данных подстанций сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Характеристики подстанций, расположенных в районе реконструируемого участка сети

Название ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов	$S_{\text{ТРНОМ}}$, МВА
1	2	3	4
РЦ	220/110/6	2	125
Хехцир	220/110/10/6	2	1-63 2-125
Князе-Волконская	220/110/35	1	63
МЖК	110/6	2	16
АК	110/35/6	2	25
Корфовская	110/35/10	2	1-10 2-16
Племрепродуктор	110/35/10	2	16
Водозабор	110/6	2	1-10 2-6,3
Березовка	110/6	2	10
СМР	110/6	2	40
КАФ	110/35/6	2	25
ГВФ	110/35/6	2	25
Центральная	110/35/6	2	40
Городская	110/6	2	40
СРЗ	35/6	2	1-10 2-6,3
Горка	35/6	2	1-6,3 2-10
Краснореченская	35/6	2	6,3
Корейский поселок	35/6	1	6,3
Бычиха	35/10	2	4
Карьер	35/6	2	4
Федоровка	35/10	2	4

На рисунке 3 представлен район расположения ПС рассматриваемой сети.

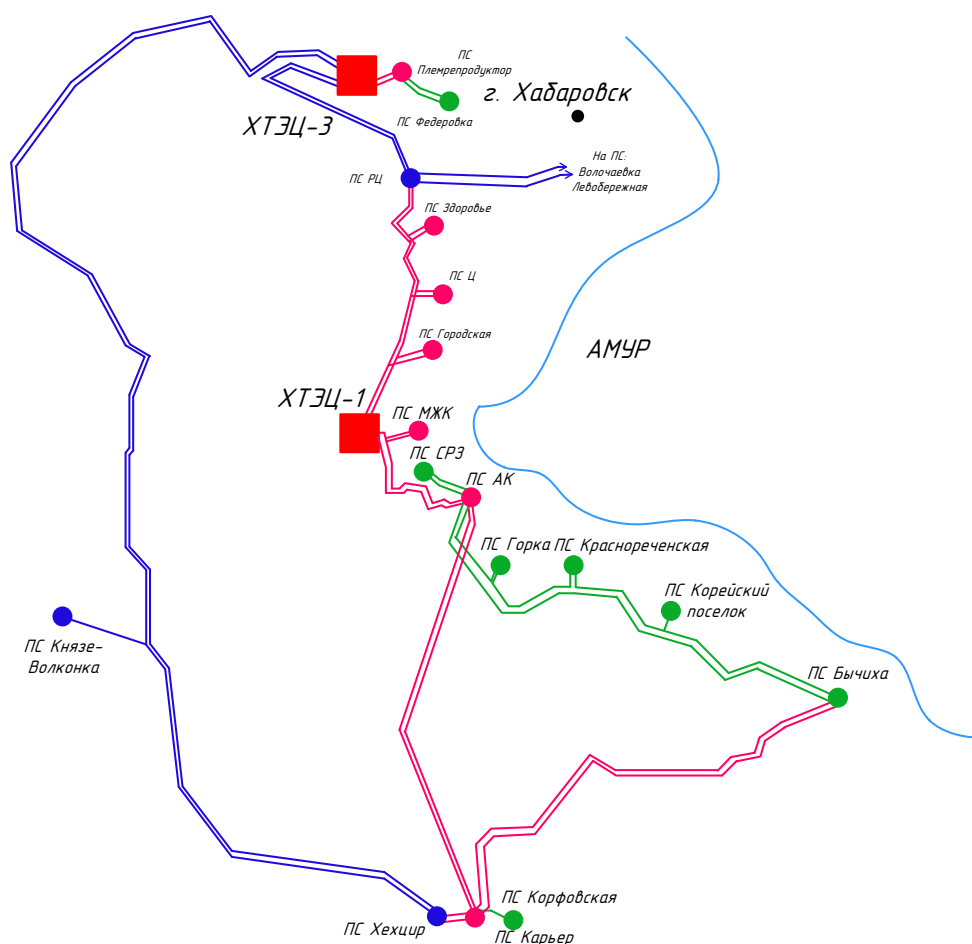


Рисунок 3 – Район расположения ПС рассматриваемой сети

Воздушные линии в рассматриваемом районе выполнены алюминиевыми проводами со стальным сердечником марки АС. Характеристики ВЛ показаны ниже в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики ВЛ рассматриваемого района

Наименование линии	Тип линии	Марка и сечение провода	Длина линии
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	ВЛ	2×АСО-400/	13,1
ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Хехцир	ВЛ	АСО-400/51	88,5
ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Князе-Волконская	ВЛ	АСО-400/51	29,1
ВЛ 220 кВ Князе-Волконская-Хехцир	ВЛ	АСО-400/51	59,4
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-МЖК	ВЛ	2×АС-120/19	1,2
ВЛ 110 кВ МЖК-АК	ВЛ	2×АС-120/19	5,66
ВЛ 110 кВ АК-Карфвская	ВЛ	2×АС-120/19	23,64
ВЛ 110 кВ Карфвская-Хехцир	ВЛ	АС-120/19	0,9

продолжение таблицы 5

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3- Племрепродуктор	ВЛ	2×АС-150/24	3,65
ВЛ 110 кВ Племрепродуктор- Водозабор	ВЛ	2×АС-150/24	9,6
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3- Березовка	ВЛ	2×АС-150/24	4,87
ВЛ 110 кВ Березовка-СМР	ВЛ	2×АС-150/24	2,2
ВЛ 110 кВ СМР-КАФ	ВЛ	2×АС-120/19	4,1
ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	ВЛ	2×АС-150/24	5,3
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-ГВФ	ВЛ	АС-150/24	6,1
ВЛ 110 кВ ГВФ-РЦ	ВЛ	АС-150/24	6,75
ВЛ 110 кВ РЦ- Центральная	ВЛ	2×АС-120/19	24,2
ВЛ 110 кВ Центральная- Городская	ВЛ	2×АС-120/19	1,8
ВЛ 110 кВ Городская- ХТЭЦ-1	ВЛ	2×АС-120/19	8,0
ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	ВЛ	2×АС-120/19	1,1
ВЛ 35 кВ АК-Горка	ВЛ	АС-120/19	5,9
ВЛ 35 кВ Горка- Краснореченская	ВЛ	АС-120/19	5,1
ВЛ 35 кВ Краснореченская- Корейский поселок	ВЛ	АС-120/19	6,2
ВЛ 35 кВ Краснореченская-Бычиха	ВЛ	АС-120/19	9,6
ВЛ 35 кВ Корфовская- Бычиха	ВЛ	АС-120/19	27,0
ВЛ 35 кВ Корфовская- Карьер	ВЛ	АС-120/19	1,4
ВЛ 35 кВ Племрепродуктор- Федеровка	ВЛ	2×АС-95/16	4,75

1.4 Характеристика и анализ режимов существующей сети

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напряжений, определения перетоков мощности по ВЛЭП и через трансформаторы, а также для анализа потерь мощности.

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

Расчет режима будем производить в программно-вычислительном комплексе RastrWin3. Данный программно-вычислительный комплекс предназначен для решения задач составления и анализа уравнений установившегося режима и может использоваться при эксплуатации и проектировании электроэнергетических систем, оптимизации режимов, расчета токов КЗ и т.д. ПВК RastrWin3 не имеет встроенных баз с параметрами линий, трансформаторов т.д. Поэтому перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов и т.д.

Активное сопротивление линии:

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

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

$l_{\text{эл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

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

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность):

$$B = b_0 \cdot l_{\text{эл}}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая

степень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам:

$$K_{тн} = \frac{U_{нн}}{U_{вн}}; \quad (4)$$

$$K_{тс} = \frac{U_{сн}}{U_{вн}}; \quad (5)$$

$$K_{тв} = \frac{U_{вн}}{U_{вн}}, \quad (6)$$

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.

Параметры трансформаторов, линий, генераторов, БУ, необходимые для расчета режима приведены ниже в таблицах 6, 7 и 8.

Таблица 6 – Параметры трансформаторов

Номера узлов	Наименование трансформатора	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	K _{ТР}
1	2	3	4	5	6	7
1-2	ТДЦ-80000/110	0,71	19,20	32,4	4,8	0,052
1-5	ТДЦ-125000/110	0,37	12,29	46,2	8,2	0,087
1-4	ТДЦ-125000/110	0,37	12,29	46,2	8,2	0,087
1-3	ТДЦ-125000/110	0,37	12,29	46,2	8,2	0,087
8-9	ТДТН-25000/110	1,48	56,85	13,0	2,3	1,0
9-10	ТДТН-25000/110	1,48				0,335
9-11	ТДТН-25000/110	1,48	35,68			0,096
24-25	ТДТН-16000/110	2,58	88,82	12,0	1,7	1,0

продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
25-26	ТДТН-16000/110	2,58				0,335
25-27	ТДТН-16000/110	2,58	51,60			0,096
28-29	АТДЦТН-125000/110	0,98	46,61	11,7	1,6	0,526
30-58	АТДЦТН-200000/220	0,57	29,12	18,8	2,4	0,526
30-32	ТДЦ-250000/220	0,61	25,76	18,8	4,1	0,065
30-33	ТДЦ-250000/220	0,61	25,76	18,8	4,1	0,065
58-31	ТДЦ-250000/110	0,19	6,15	84,3	13,7	0,130
34-35	АТДЦТН-125000/220	0,98	46,61	11,7	1,6	0,526
42-43	ТДТН-16000/110	5,17	88,82	12,0	1,7	0,335
48-49	ТДТН-40000/110	1,65	35,53	17,9	3,3	0,335
50-51	ТДТН-25000/110	2,96	56,85	13,0	2,3	0,335

Таблица 7 – Параметры линий

Номера узлов	Марка провода	Длина линии, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6
1-6	АС -120/19	1,2	0,30	0,51	-3,2
1-6	АС-120/19	1,2	0,30	0,51	-3,2
6-8	АС-120/19	5,66	1,41	2,42	-15,1
6-8	АС-120/19	5,66	1,41	2,42	-15,1
10-12	АС-120/19	1,1	0,27	0,46	-2,9
10-12	АС-120/19	1,1	0,27	0,46	-2,9
10-14	АС-120/19	5,9	1,47	2,44	-15,7
14-16	АС-120/19	5,1	1,27	2,11	-13,6
16-18	АС-120/19	6,2	1,54	2,57	-16,5
16-20	АС-120/19	9,6	2,39	3,97	-25,5
26-20	АС-120/19	27	6,72	11,18	-71,8
26-22	АС-120/19	1,4	0,35	0,58	-3,7
29-24	АС-120/19	0,9	0,22	0,38	-2,4
8-24	АС-120/19	23,64	5,89	10,09	-62,9
8-24	АС-120/19	23,64	5,89	10,09	-62,9
30-28	АСО-400/51	88,5	6,64	37,18	-239,0

продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
30-28	ACO-400/51	88,5	6,64	37,17	-239,0
30-38	ACO-400/51	29,1	0,07	0,29	-1,8
42-40	AC-150/24	9,6	1,90	4,03	-25,9
42-40	AC-150/24	9,6	1,90	4,03	-25,9
58-42	AC-150/24	3,65	0,72	1,53	-9,9
58-42	AC-150/24	3,65	0,72	1,53	-9,9
58-46	AC-150/24	3,9	1,07	2,06	-13,1
58-46	AC-150/24	3,9	1,07	2,06	-13,1
46-48	AC-150/24	1,23	0,24	0,52	-3,3
46-48	AC-150/24	1,23	0,24	0,52	-3,3
48-50	AC-120/19	4,1	1,02	1,73	-10,9
48-50	AC-120/19	4,1	1,02	1,73	-10,9
58-52	AC-150/24	6,1	1,21	2,56	-16,5
52-35	AC-150/24	6,75	1,34	2,84	-18,2
34-30	ACO-400/51	13,1	0,98	5,50	-35,4
34-30	ACO-400/51	13,1	0,98	5,50	-35,4
35-48	AC-150/24	5,3	1,05	2,23	-14,3
35-48	AC-150/24	5,3	1,05	2,23	-14,3
35-54	AC-120/19	7,2	6,03	10,33	-64,4
35-54	AC-120/19	7,2	6,03	10,33	-64,4
54-56	AC-120/19	3,1	0,66	1,31	-8,4
54-56	AC-120/19	3,1	0,66	1,31	-8,4
56-1	AC-120/19	8	1,99	3,42	-21,3
56-1	AC-120/19	8	1,99	3,42	-21,3
43-44	AC-95/16	4,75	1,45	2,00	-12,4
43-44	AC-95/16	4,75	1,45	2,00	-12,4
38-28	ACO-400/51	59,4	4,52	25,24	-162,2
34-59	ACO-300/39	39,06	1,54	22,34	-143,6
34-60	ACO-300/39	4,94	0,55	8,02	-51,6

Таблица 8 – Параметры генераторов и БУ

Наименование	Мощность генерации P _г , МВт	Мощность генерации Q _г , Мвар	Заданное напряжение V _{зад} , кВ
1	2	3	4
ТГ-1 ХТЭЦ-1	39,0	11,9	6,3
ТГ-2 ХТЭЦ-1	76,0	19,4	10,5
ТГ-3 ХТЭЦ-1	77,0	19,4	10,5
ТГ-4 ХТЭЦ-1	40,7	18,7	10,5
ТГ-1 ХТЭЦ-3	163,0	102,8	16,0
ТГ-2 ХТЭЦ-3	164,0	86,7	16,0
ТГ-3 ХТЭЦ-3	176,0	87,3	16,0
РЦ ВН (База)	299,8	127,9	220,0

По указанным данным рассчитан установившийся режим.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование. В ниже указанных таблицах 9 и 10 изображены расчетные значения токов ветвей схемы и напряжений в узлах.

Таблица 9 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Номера узлов	Марка провода	Линия	I _{max} , А	I _{доп} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6
1-6	АС -120/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-МЖК	208	390	53,4
1-6	АС-120/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-МЖК	209	390	53,5
6-8	АС-120/19	ВЛ 110 кВ МЖК-АК	172	390	44,2
6-8	АС-120/19	ВЛ 110 кВ МЖК-АК	172	390	44,2
10-12	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	16	390	4,1
10-12	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	16	390	4,1
10-14	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-Горка	319	390	81,8
14-16	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Горка-Краснореченская	154	390	39,4
16-18	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Корейский поселок	74	390	19,1
16-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Бычиха	40	390	10,2

продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
26-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская-Бычиха	28	390	7,5
26-22	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская-Карьер	21	390	5,3
29-24	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Хехцир-Корфовская	93	390	23,8
8-24	АС-120/19	ВЛ 110 кВ АК-Корфовская	98	390	25,2
8-24	АС-120/19	ВЛ 110 кВ АК-Корфовская	98	390	25,2
30-28	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Хехцир	231	825	29,3
30-38	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Князе-Волконская	254	825	31,2
42-40	АС-150/24	ВЛ 110 кВ Племрепродуктор-Водозабор	39	450	8,8
42-40	АС-150/24	ВЛ 110 кВ Племрепродуктор-Водозабор	39	450	8,8
58-42	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Племрепродуктор	86	450	19,2
58-42	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Племрепродуктор	86	450	19,3
58-46	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-Березовка	350	780	45,0
58-46	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-Березовка	350	780	44,9
46-48	АС-150/24	ВЛ 110 кВ Березовка-СМР	324	780	41,6
46-48	АС-150/24	ВЛ 110 кВ Березовка-СМР	323	780	41,5
48-50	АС-120/19	ВЛ 110 СМР-КАФ	50	390	12,9
48-50	АС-120/19	ВЛ 110 СМР-КАФ	50	390	12,9
58-52	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-ГВФ	269	450	60,0
52-35	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ГВФ-РЦ	172	450	38,4
34-30	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	123	825	15,1
34-30	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	123	825	15,1
35-48	АС-150/24	ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	124	450	27,6
35-48	АС-150/24	ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	124	450	27,6
35-54	АС-120/19	ВЛ 110 кВ РЦ-Центральная	141	390	36,2
35-54	АС-120/19	ВЛ 110 кВ РЦ-Центральная	141	390	36,2
54-56	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Центральная-Городская	185	390	47,3

продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
54-56	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Центральная-Городская	184	390	47,2
56-1	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Городская- ХТЭЦ-1	264	390	67,6
56-1	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Городская- ХТЭЦ-1	263	390	67,5
43-44	АС-95/16	ВЛ 35 кВ Племрепродуктор- Федоровка	49	330	14,8
43-44	АС-95/16	ВЛ 35 кВ Племрепродуктор- Федоровка	49	330	14,8
38-28	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ Князе- Волконская-Хехцир	218	825	27,4
34-59	АСО-300/39	ВЛ 220 кВ РЦ- Левобережная	47	710	6,6
34-60	АСО-300/39	ВЛ 220 кВ РЦ- Волочаевка	41	710	6,1

По результатам расчета видно, что токовая нагрузка ЛЭП не превышает допустимых значений.

Таблица 10 – Расчетные напряжения в узлах

Номера узлов	Название	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ
1	2	3	4
1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	119,04
2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6,3	6,30
3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10,5	10,50
4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10,5	10,50
5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10,5	10,50
6	МЖК ВН	110	118,89
8	АК ВН	110	118,26
9	АК Н.Т.	110	111,30
10	АК СН	35	37,16
11	АК НН	10	10,59
12	СРЗ ВН	35	37,15
14	Горка ВН	35	35,90
16	Краснореченская ВН	35	35,42
18	Кор. пос. ВН	35	35,11
20	Бычиха ВН	35	35,26
22	Карьер ВН	35	35,88
24	Корф. ВН	110	116,98
25	Корф. Н.Т.	110	111,50
26	Корф. СН	35	35,90
27	Корф. НН	10	10,09
28	Хехцир ВН	220	229,36
29	Хехцир СН	110	116,96

продолжение таблицы 10

1	2	3	4
60	Хехцир СН2	110	117,43
30	Хабаровская ТЭЦ-3	220	236,96
31	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16,00
32	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16,00
33	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16,00
34	РЦ ВН	220	237,53
35	РЦ СН	110	115,99
38	Князе-Волк. ВН	220	234,46
40	ПС Водозабор ВН	110	117,43
42	ПС Плем ВН	110	117,61
43	ПС Плем СН	35	36,31
44	ПС Федоровка ВН	35	36,11
46	ПС Березовка ВН	110	116,69
48	ПС СМР ВН	110	116,45
50	ПС КАФ ВН	110	116,31
52	ПС ГВФ	110	116,79
54	ПС Центральная ВН	110	117,67
56	ПС Городская ВН	110	117,92
58	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	117,81
59	Левобережная	220	237,26
60	Волочаевка/г	220	6,35
62	Горка НН1	6	6,0
63	Горка НН2	6	

По результатам расчета видно, что отклонения напряжения в узлах колеблются в допустимых пределах. Токовая загрузка линий незначительна.

Произведем расчеты послеаварийных режимов.

Для более точного анализа существующего режима произведем расчеты послеаварийных режимов по следующим пунктам:

- отключение одного из трансформаторов на ПС АК;
- отключение одного из трансформаторов на ПС Горка;
- отключение ВЛ 35 кВ АК-Горка;
- отключение ВЛ 35 кВ Корфовская-Краснореченская.

Наиболее существенные отклонения при расчете послеаварийных режимов указаны ниже в соответствующих таблицах. Подробные данные по расчетам указаны в приложении Б. Схемы потокораспределения по каждому послеаварийному режиму представлены на графическом листе 1.

Таблица 11 – Расчетные значения токов, превышающие длительно-допустимый ток при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС АК

Номера узлов	Марка провода	Линия	I_{max} , А	$I_{доп}$, А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6
10-14	АС -120/19	ВЛ 35 кВ АК-Горка	391	390	100,4
14-16	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Горка-Краснореченская	385	390	98,8
16-18	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Корейский поселок	483	390	124,0
16-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Бычиха	695	390	178,2
26-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская-Бычиха	581	390	148,9

По приведенным выше данным, можно сделать вывод о том, что имеющего сечения линии ВЛ 110 кВ АК-Корфовская недостаточно для того, чтобы выдержать послеаварийный режим, следовательно, необходима замена сечения линии на АС-240/32, длительно-допустимый ток которого будет превышать все представленные выше токи.

Таблица 12 – Расчетные значения напряжения в узлах, превышающие допустимые пределы при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС АК

Номера узлов	Название	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ
1	2	3	4
10	АК СН 2	35	65,05
12	СРЗ ВН	35	65,09
14	Горка ВН	35	65,15
16	Краснореченская ВН	35	63,99
18	Кор. пос. ВН	35	64,48
20	Бычиха ВН	35	60,76
22	Карьер ВН	35	50,15
26	Корф. СН	35	50,16
27	Корф. НН	10	14,25
62	Горка НН1	6	12,00
63	Горка НН2	6	11,25

Из результатов расчета видно, что при отключении одного из трансформаторов на ПС АК, происходит значительное увеличение напряжения

на всех рядом стоящих подстанциях, что не входит в допустимые пределы отклонения напряжений. Следовательно, требуется замена трансформаторов на ПС АК и ПС Корфовская на более большую мощность.

Таблица 13 – Расчетные значения напряжения в узлах, превышающие допустимые пределы при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС Горка

Номера узлов	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ
1	2	3	4
63	Горка НН 2	6	5,83

При отключении одного из трансформаторов на ПС Горка, мы видим, что происходит снижение напряжения на втором трансформаторе ПС Горка, следовательно, требуется замена трансформаторов на ПС Горка на большую мощность.

Таблица 14 – Расчетные значения токов, превышающие длительно-допустимый ток при аварийном отключении ВЛ 35 кВ АК-Горка

Номера узлов	Марка провода	Линия	I_{max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	Загрузка ЛЭП, %
16-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская- Бычиха	311	390	79,8
26-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская- Бычиха	381	390	97,8

По приведенным выше данным также можно сделать вывод, что необходима замена линии ВЛ 110 кВ АК-Корфовская на линию с сечением АС-240/32.

Таблица 15 – Расчетные значения напряжения в узлах, превышающие допустимые пределы при аварийном отключении ВЛ 35 кВ АК-Горка

Номера узлов	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ
1	2	3	4
14	Горка ВН	35	20,17
16	Краснореченская ВН	35	21,00
18	Кор. пос. ВН	35	20,51
20	Бычиха ВН	35	23,25
22	Карьер ВН	35	30,95
25	Корф. Н.Т.	110	93,30

продолжение таблицы 15

1	2	3	4
26	Корф. СН	35	30,97
27	Корф. НН	10	8,70
62	Горка НН1	6	3,44
63	Горка НН2	6	3,0

По приведенным выше данным также можно сделать вывод, что необходима замена трансформаторов на ПС АК, ПС Горка и ПС Корфовская на трансформаторы большей мощности.

Таблица 16 – Расчетные значения токов, превышающие длительно-допустимый ток при аварийном отключении ВЛ 35 кВ Корфовская-Краснореченская

Номера узлов	Марка провода	Линия	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	Загрузка ЛЭП, %
10-14	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-Горка	360	390	92,3

По приведенным выше данным можно подтвердить вывод о том, что необходима замена линии ВЛ 110 кВ АК-Корфовская на линию с сечением АС-240/32.

Таблица 17 – Расчетные значения напряжения в узлах, превышающие допустимые пределы при аварийном отключении ВЛ 35 кВ Корфовская-Краснореченская

Номера узлов	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ
1	2	3	4
62	Горка НН 1	6	5,44
63	Горка НН 2	6	5,79

По приведенным выше данным также можно подтвердить вывод о том, что необходима замена трансформаторов на ПС Горка.

2 РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Необходимо по данным контрольных замеров определить вероятностные характеристики электрических нагрузок. Также необходимо определить максимальные нагрузки, определяемые составом и процентом подключаемых потребителей.

По прогнозируемым нагрузкам мы сможем выбрать, на какие трансформаторы необходимо заменить перегруженные трансформаторы на указанных выше ПС.

Произведем расчет нагрузок существующих подстанций.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (7)$$

где P_{cp} – средняя мощность,

T - период,

P_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Под среднеквадратичной (эффективной) мощностью понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (8)$$

где $P_{\text{эф}}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (9)$$

где P_{max} – максимальная мощность,

t_{β} – коэффициент Стьюдента,

σ_p – среднеквадратичное отклонение,

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{cp}}} \geq 1. \quad (10)$$

Для выбора силовых трансформаторов по формуле 10 и для анализа электрического потребления необходимо определить среднюю активную и некомпенсированную реактивную мощности.

$$S_{\text{ТР}} = \frac{\sqrt{P_{\text{cp}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot 0,7}. \quad (11)$$

Таблица 18 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на ПС

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{\text{неск}}$, МВар	$Q_{\text{эф}}$, МВар	Q_{max} , МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
МЖК	Зима	10,3	12,1	12,4	4,12	4,84	4,96
	Лето	6,18	7,26	7,44	2,47	2,9	3
АК	Зима	9,3	10,9	11,1	3,72	4,36	4,44
	Лето	5,58	6,54	6,66	2,23	2,6	2,7
СРЗ	Зима	9,8	11,5	11,7	3,92	4,6	4,68
	Лето	5,88	6,9	7,02	2,35	2,7	2,81
Горка	Зима	10,3	12,1	12,3	4,12	4,84	4,92
	Лето	6,18	7,26	7,38	2,47	2,9	3

продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8
Краснореченская	Зима	4,6	5,38	5,5	1,84	2,15	2,2
	Лето	2,76	3,2	3,3	1,1	1,29	1,32
Корейский поселок	Зима	7,1	8,3	8,5	2,84	3,32	3,4
	Лето	4,26	4,98	5,1	1,7	1,9	2,04
Бычиха	Зима	5,9	6,9	7,1	2,36	2,76	2,84
	Лето	3,54	4,14	4,26	1,4	1,6	1,70
Карьер	Зима	2,1	2,4	2,5	0,84	0,96	1
	Лето	1,26	1,44	1,5	0,5	0,57	0,6
Корфовская	Зима	19,7	23,05	23,6	7,88	9,22	9,44
	Лето	11,82	13,83	14,16	4,73	5,5	5,66
Водозабор	Зима	0,4	0,47	0,5	0,16	0,18	0,2
	Лето	0,24	0,28	0,3	0,096	0,11	0,12
Племрепродуктор	Зима	11,8	13,8	14,2	4,72	5,52	5,68
	Лето	7,08	8,28	8,52	2,8	3,31	3,4
Федоровка	Зима	2,3	2,6	2,7	0,92	1,04	1,08
	Лето	1,38	1,56	1,62	0,55	0,6	0,65
Березовка	Зима	5,3	6,2	6,3	2,12	2,48	2,52
	Лето	3,18	3,72	3,78	1,27	1,49	1,51
СМР	Зима	17,8	20,8	21,6	7,12	8,32	8,64
	Лето	10,68	12,48	13	4,27	4,99	5,18
КАФ	Зима	28,1	32,87	33,7	11,24	13,14	13,48
	Лето	16,86	19,7	20,22	6,74	7,88	8,1
ГВФ	Зима	19	22,23	22,8	7,6	8,89	9,12
	Лето	11,4	13,34	13,7	4,56	5,3	5,5
Центральная	Зима	23,8	27,8	28,6	9,52	11,12	11,44
	Лето	14,28	16,68	17,16	5,7	6,67	6,86
Городская	Зима	28,9	33,8	34,7	11,56	13,52	13,88
	Лето	17,34	20,28	20,82	6,94	8,11	8,33

Произведем прогнозирование нагрузок.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (12)$$

где $P^{\text{баз}}$ – базовая заданная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,02 [5];

N – период, на которой проводится прогнозирование нагрузок равный 5 лет.

Для примера приведем прогнозирование нагрузок ПС Горка.

Для зимы:

$$P_{\text{ср_Горка}}^{\text{прог}} = 10,3 \cdot (1 + 0,02)^5 = 12,8 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф_Горка}}^{\text{прог}} = 12,1 \cdot (1 + 0,02)^5 = 13,4 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{мах_Горка}}^{\text{прог}} = 12,3 \cdot (1 + 0,02)^5 = 13,6 \text{ МВт};$$

Для лета:

$$P_{\text{ср_Горка}}^{\text{прог}} = 6,18 \cdot (1 + 0,02)^5 = 6,9 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф_Горка}}^{\text{прог}} = 7,26 \cdot (1 + 0,02)^5 = 8,1 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{мах_Горка}}^{\text{прог}} = 8,1 \cdot (1 + 0,02)^5 = 9,0 \text{ МВт}.$$

Прогнозируемая реактивная мощность находится, как активная мощность, умноженная на $\text{tg}\varphi$.

Остальные значения прогнозируемых нагрузок, найденные по примеру, приведенному выше приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозируемые нагрузки подстанций

Подстанция	Время	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	$P_{\text{мах}}$, МВт	$Q_{\text{нечск}}$, МВар	$Q_{\text{эф}}$, МВар	$Q_{\text{мах}}$, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
МЖК	Зима	11,37	13,359	13,691	4,549	5,344	5,476
	Лето	6,82	8,016	8,214	2,729	3,206	3,286
АК	Зима	10,27	12,034	12,255	4,107	4,814	4,902
	Лето	6,16	7,221	7,353	2,464	2,888	2,941
СРЗ	Зима	10,82	12,697	12,918	4,328	5,079	5,167
	Лето	6,49	7,618	7,751	2,597	3,047	3,1
Горка	Зима	12,8	13,4	13,6	4,549	5,344	5,432
	Лето	6,9	8,1	9,0	2,729	3,206	3,259
Краснореченская	Зима	5,079	5,94	6,072	2,032	2,376	2,429
	Лето	3,05	3,533	3,643	1,219	1,413	1,457
Корейский поселок	Зима	7,84	9,164	9,385	3,136	3,666	3,754
	Лето	4,7	5,498	5,631	1,881	2,199	2,252
Бычиха	Зима	6,51	7,618	7,839	2,606	3,047	3,136
	Лето	3,91	4,571	4,703	1,563	1,828	1,881

продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
Карьер	Зима	2,32	2,65	2,76	0,927	1,06	1,104
	Лето	1,39	1,59	1,656	0,556	0,636	0,662
Корфовская	Зима	21,75	25,449	26,056	8,7	10,18	10,423
	Лето	13,05	15,269	15,634	5,22	6,108	6,254
Водозабор	Зима	0,44	0,519	0,552	0,177	0,208	0,221
	Лето	0,27	0,309	0,331	0,106	0,124	0,132
Племрепродуктор	Зима	13,03	15,235	15,678	5,211	6,095	6,271
	Лето	7,82	9,142	9,407	3,127	3,657	3,763
Федоровка	Зима	2,54	2,871	2,981	1,016	1,148	1,192
	Лето	1,52	1,722	1,789	0,609	0,689	0,715
Березовка	Зима	5,85	6,845	6,956	2,341	2,738	2,782
	Лето	3,51	4,107	4,173	1,404	1,643	1,669
СМР	Зима	19,65	22,965	23,848	7,861	9,186	9,539
	Лето	11,79	13,779	14,353	4,717	5,512	5,741
КАФ	Зима	31,03	36,291	37,208	12,41	14,51 6	14,883
	Лето	18,6	21,75	22,325	7,446	8,7	8,93
ГВФ	Зима	20,98	24,544	25,173	8,391	9,817	10,069
	Лето	12,59	14,728	15,126	5,035	5,891	6,05
Центральная	Зима	26,28	30,693	31,577	10,511	12,27 7	12,631
	Лето	15,77	18,416	18,946	6,307	7,366	7,578
Городская	Зима	31,91	37,318	38,312	12,763	14,92 7	15,325
	Лето	19,15	22,391	22,987	7,658	8,956	9,195

По полученным данным прогнозируемых нагрузок, найдем расчетную мощность трансформатора на ПС Горка по формуле 10.

$$S_{\text{расч_Горка}} = \sqrt{\frac{12,8^2 + 4,549^2}{2 \cdot 0,7}} = 10,7 \text{ МВА}$$

Из полученного выражения видим, что расчетная мощность уже превышает мощность установленных трансформаторов без дополнительных нагрузок, следовательно, как и предполагалось, на ПС Горка необходима замена трансформаторов на трансформаторы большей мощности.

2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети

Основные принципы разработки возможных вариантов схем электрической сети:

- на разомкнутых участках сети не должно быть обратных перетоков мощности;

- в качестве источников питания сети 110 кВ рекомендуется использовать ПС 220/110 кВ, имеющие независимые питающие линии;

- рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание ПС, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило не должна быть больше 120 км, а количество присоединений промежуточных ПС не больше трех;

- при питании ПС с потребителями первой категории рекомендуется применение одной двухцепной ВЛ вместо двух одноцепных;

- рекомендуется принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 63 МВА;

- в кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разных номинальных напряжений;

- рекомендуется использовать более простые варианты конфигурации сети, требующие наименьшего числа трансформаций.

При построении вариантов необходимо учитывать, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность воздушных линий в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые сети более надежны, гибки, удобны при дистанционном управлении.

При разработке схем учитывается и то, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые – более экономически выгодные, что немаловажно.

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

Предполагается два варианта реконструкции сети.

Вариант №1: произвести реконструкцию ПС 35 кВ Горка с заменых трансформаторов на трансформаторы с большей мощностью, а также

произвести реконструкцию двух подстанций 110 кВ, от которых получает подпитку ПС Горка, а именно заменить на трансформаторы большей мощности на ПС АК и ПС Корфовская (так как они также перегружены). К тому же, провести замену ВЛ 110 кВ АК-Корфовская на линию с сечением АС-240/32. Ниже на рисунке 4 представлена схема предлагаемого варианта.

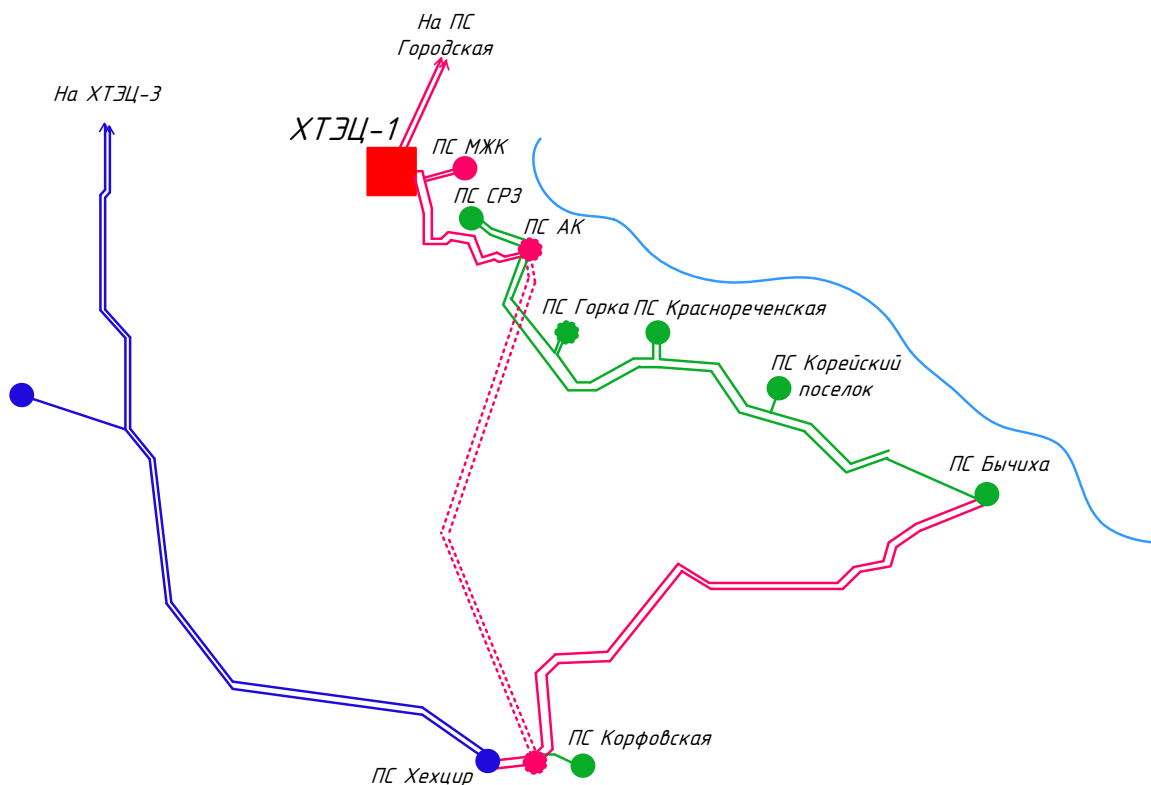


Рисунок 4 –Схема варианта №1

Вариант №2: демонтировать ПС 35 кВ Горка с целью установки новой ПС 110 кВ Горка, установить новое оборудование, включая новые более мощные трансформаторы, а также присоединить ПС Горку отпайками к линии АС-120/19 110 кВ между ПС АК и ПС Корфовская. Ниже на рисунке 5 представлена схема предполагаемого варианта №2.

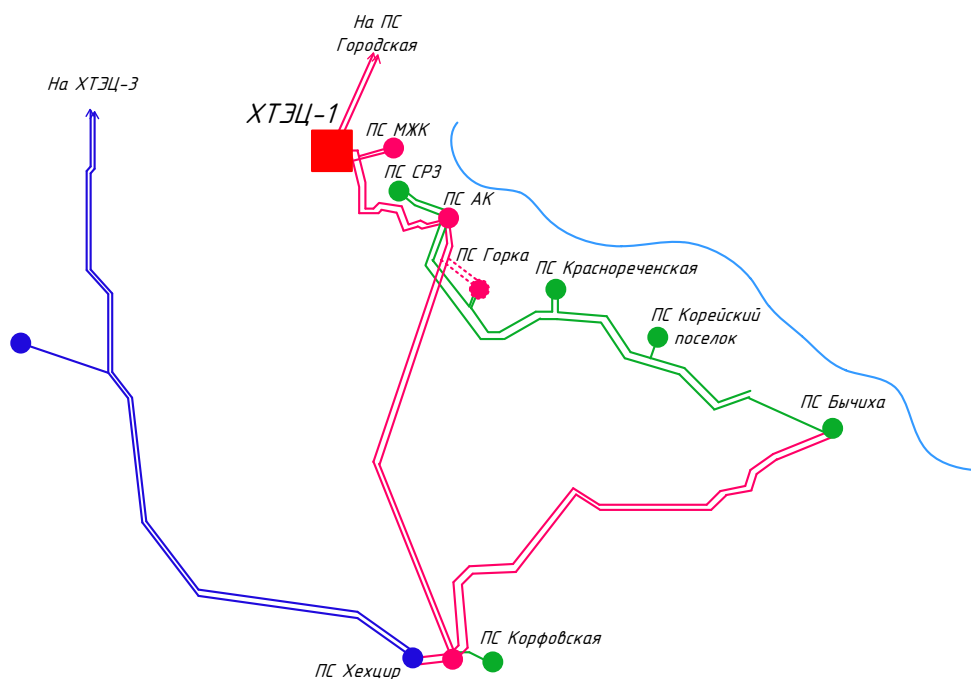


Рисунок 5 – Схема варианта №2

2.3 Компенсация реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4 [9]. Для расчетов нам необходимо сравнить этот коэффициент с фактическим и выбрать необходимость КУ.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств на каждой подстанции по следующей формуле:

$$Q_{КУ_i} = P_{max_i} \cdot (tg \varphi_{ЭС} - tg \varphi_p), \quad (13)$$

где P_{max_i} – максимальная активная мощность i – ой подстанции в зимний период.

Расчетная мощность компенсирующих устройств определяется как:

$$Q_{КУ_i}^{расч} = 1,1 \frac{Q_{КУ_i}}{N_{сш}}, \quad (14)$$

где $N_{сш}$ – число секций шин (2 секции).

Подбираем количество батарей компенсаторов примерно близкое к данному значению по следующей формуле:

$$Q_{КУ_{ПС}}^{\text{факт}} = 2 \cdot n \cdot Q_{\text{ном}_{КУ}}, \quad (15)$$

где 2 – количество секций шин;

n – количество батарей компенсаторов;

$Q_{\text{ном}_{КУ}}$ – номинальная мощность 1 – ого компенсирующего устройства.

Нескомпенсированную реактивную мощность находим:

$$Q_{\text{неск}_{ПС}} = Q_{\text{max}_{ПС}} - Q_{КУ_{ПС}}^{\text{факт}}. \quad (16)$$

Для примера рассчитаем КУ для ПС Горка.

$$Q_{КУ_{Горка}} = 13,6 \cdot 0,4 = 5,44 \text{ МВар};$$

$$Q_{КУ_{Горка}}^{\text{расч}} = 1,1 \frac{5,44}{2} = 2,992 \text{ Мвар};$$

$$Q_{КУ_{Горка}}^{\text{факт}} = 2 \cdot 2 \cdot 0,9 = 3,6 \text{ Мвар}$$

Следовательно, принимаем для ПС Горка 2×УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ.

Результаты расчетов занесем в таблицу 20.

Таблица 20 – Компенсирующие устройства

ПС	$Q_{ку},$ Мвар	КУ на 1 секцию шин	Кол -во, шт	$Q_{\text{факт}}$, Мвар
1	2	3	4	5
Горка	2,9	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	2	3,6
АК	2,8	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	2	3,6
Корфовская	5,1	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	3	5,4
МЖК	3,0	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	2	3,6
СРЗ	2,8	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	2	3,6
СМР	5,3	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	3	5,4

2.4 Выбор силовых трансформаторов для двух вариантов

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммы средней активной мощности и нескомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по

надежности потребителей, в случае первой и второй категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность по следующей формуле, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (17)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{\text{ср}}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная мощность в зимний период.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы по следующей формуле:

$$K_3^{\text{НОМ (зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТРНОМ}}}. \quad (18)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно превышать границы интервала 0,45 – 0,7.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы определяем по следующей формуле:

$$K_3^{\text{п/а (зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{S_{\text{ТРНОМ}}}. \quad (19)$$

Для примера произведем выбор трансформатора для двух вариантов на ПС Горка.

$$S_{\text{расч_Горка}} = \frac{\sqrt{12,8^2 + 4,549^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,7 \text{ МВА}$$

Выбираем для первого варианта трансформатор ТДН-16000/35 с мощностью $S_{\text{ном}}=16$ МВА.

Проверим трансформатор по коэффициентам загрузки.

$$K_3^{\text{ном (зима)}} = \frac{\sqrt{12,8^2 + 4,549^2}}{2 \cdot 16} = 0,46 \text{ (что входит в допустимые пределы)}$$

Проверим по коэффициентам загрузки в послеаварийном режиме.

$$K_3^{\text{ном (зима)}} = \frac{\sqrt{12,8^2 + 4,549^2}}{16} = 0,85 \text{ (что входит в допустимые пределы)}$$

Аналогично производим расчет для других вариантов. Все полученные данные запишем ниже в таблицу 21.

Таблица 21 – полученные данные по трансформаторам для двух вариантов

ПС/варианты		$S_{\text{расч}}$, МВА	$S_{\text{ТР ном}}$ МВА	$K_3^{\text{ном}}$	$K_3^{\text{п/а}}$	Марка
1		2	3	4	5	6
Горка	1	10,7	16	0,5	0,85	ТДН-16000/35
	2	17,483	25	0,5	0,98	ТДТН-25000/110
АК	1	30,513	40	0,5	1,0	ТДТН-40000/110
	2	19,542	25	0,78	1,12	замена не требуется
Корфовская	1	22,325	25	0,47	1,05	ТДТН-25000/110
	2	12,255	16	0,56	0,99	замена не требуется

2.5 Выбор сечения новых линий электропередач для двух вариантов

Критерием для выбора сечения проводников ВЛ и КЛ является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям для дальнейшего анализа. При этом, нормировать следует экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений.

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается в зависимости от расчетного тока I_p , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение I_p определяется по выражению:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (19)$$

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

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом K_M).

Введение коэффициента α_i учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение K_M принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии.

Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки. Таким образом, мы уже оперируем прогнозируемыми нагрузками.

Выберем сечение линии для первого варианта. Согласно расчету режима, в ПВК RastrWin3 по токовой загрузке ЛЭП перегруженной является линия 110 кВ АК-Корфовская, следовательно необходима усиления сечения данной линии.

Согласно проведенному расчету режима, I_{\max} в послеаварийном режиме равен:

$$I_{\max}=391 \text{ А, тогда}$$

$$I_p = 391 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 451,605 \text{ А.}$$

По расчетному току необходимо выбрать сечение линии АС-240/39 с длительно допустимым током 610, для того, чтобы избежать превышения допустимых пределов по токовой нагрузке ЛЭП других отходящих от нее линий.

Выберем линию для второго варианта.

$$I_{\max}=98 \text{ А, тогда}$$

$$I_p = 98 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 113,19 \text{ А.}$$

По расчетному току выбираем сечение новой линии АС-120/19, а также примерную длину линии 1,9 км.

Сведем полученные данные в таблицу 22.

Таблица 22 – выбор линий для обоих вариантов

Номер варианта	I_{\max} , А	I_p , А	Линия	Марка провода	Длина линии
1	2	3	4	5	6
1 вариант	391	451,6	ВЛ 110 кВ АК-Корфовская	АС-240/32	23,64
2 вариант	98	113,2	ВЛ 110 кВ АК-Горка	АС-120/19	1,9

Ниже на рисунках 6 и 7 указаны схемы вариантов реконструкции.

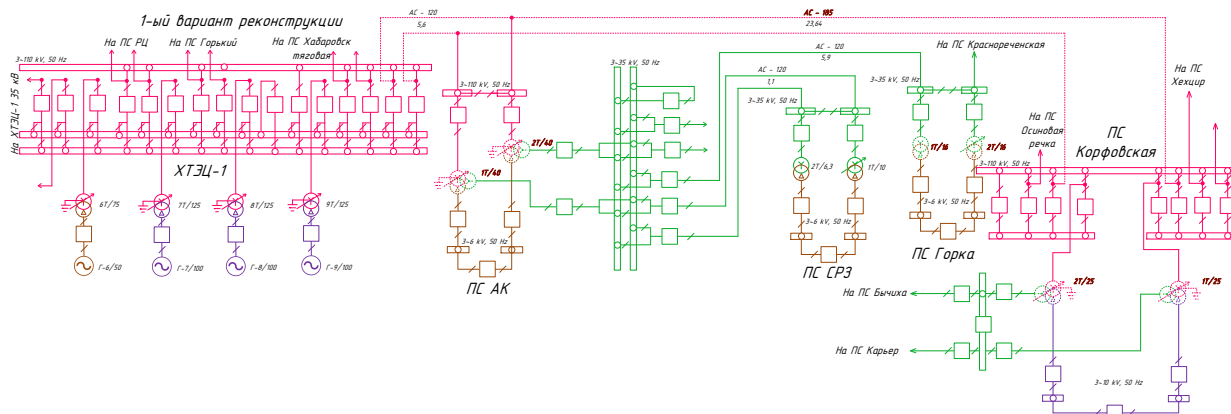


Рисунок 6 – Схема 1 варианта реконструкции участка сети

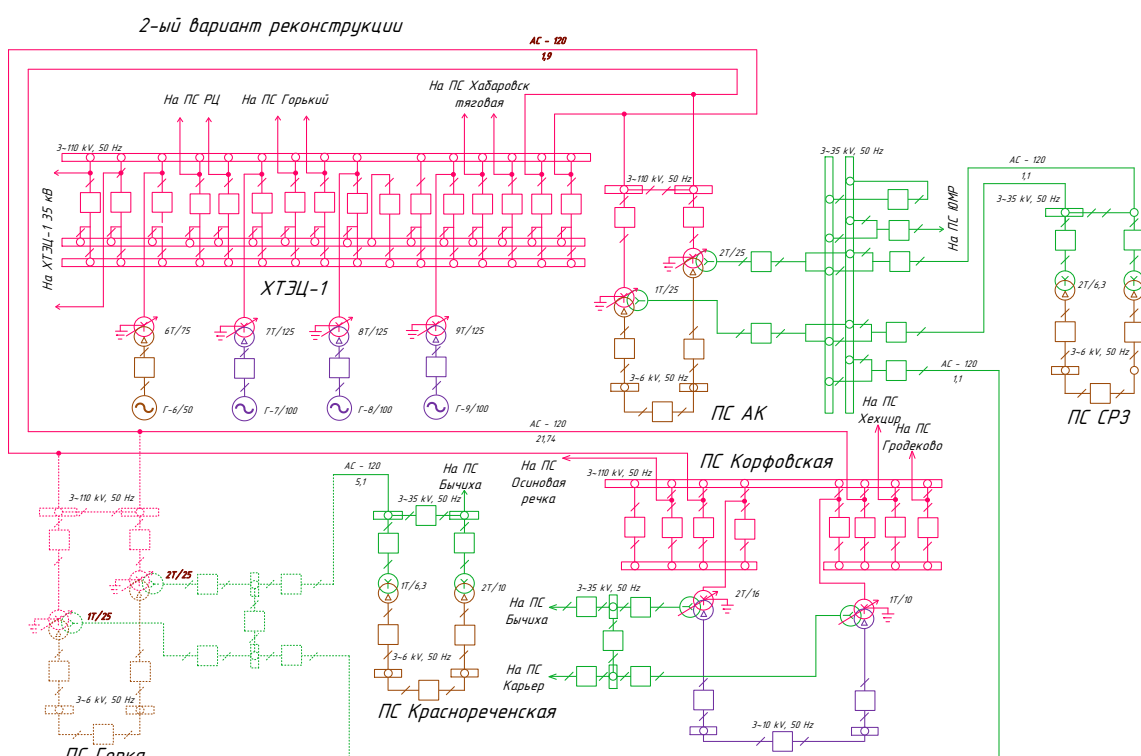


Рисунок 7 – схема 2 варианта реконструкции участка сети

2.6 Расчёт приведённых затрат для рассматриваемых вариантов

Цель данного пункта является определение оптимального варианта подключения потребителя на основании расчёта экономической эффективности.

Рассчитаем капиталовложения.

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,05$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [20]:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (20)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

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

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (21)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

1 вариант:

$$K_{ПС} = (2 \cdot (K_{ТР40} + K_{ТР15} + K_{ТР25}) \cdot K_{инф}) + (4 \cdot K_{ОРУ} \cdot K_{инф}) + K_{ПС},$$

$$K_{ПС} = ((2 \cdot (9500 + 3700 + 8200)) + (4 \cdot 7000) + 21000) \cdot 5,05$$

$$K_{ПС} = 463590 \text{ тыс.руб.}$$

2 вариант:

$$K_{ПС} = (2 \cdot K_{ТР25} \cdot K_{инф}) + (4 \cdot K_{ОРУ} \cdot K_{инф}) + K_{ПС},$$

$$K_{ПС} = ((2 \cdot 8200) + (4 \cdot 7000) + 21000) \cdot 5,05 = 325220 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф} \quad (22)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [20];

l – длина трассы.

1 вариант:

$$K_{ВЛ} = 25000 \cdot 5,05 \cdot 30,5 = 3850625 \text{ тыс.руб.}$$

2 вариант:

$$K_{ВЛ} = 25000 \cdot 5,05 \cdot 1,9 = 239875 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капиталовложения для 1 варианта:

$$K_{общ} = 463590 + 3850625 = 4314215 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капиталовложения для 2 варианта:

$$K_{общ} = 325220 + 239875 = 565095 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем эксплуатационные издержки.

В задачи данного раздела входит определение эксплуатационных издержек рассматриваемых вариантов.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э,Р} + I_{ΔW} \quad (23)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э,Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (24)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,8\%$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 5,9\%$) [13].

Издержки на эксплуатацию и ремонт для 1 варианта:

$$I_{\text{Э.Р.}} = 0,08 \cdot 3850625 + 0,059 \cdot 463590 = 58156,81 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт для 2 варианта:

$$I_{\text{Э.Р.}} = 0,08 \cdot 239875 + 0,059 \cdot 325220 = 21106,98 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети [20]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (25)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 1,7 тыс.руб/МВт·ч [13].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin3.

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети для 1 варианта:

$$I_{\Delta W} = (15,68 \cdot 8760) \cdot 15000 = 206035,2 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети для 2 варианта:

$$I_{\Delta W} = (15,5 \cdot 8760) \cdot 15000 = 203670 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p; \quad (26)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Амортизационные отчисления для 1 варианта:

$$I_{AM} = \frac{463590}{20} + \frac{3850625}{20} = 215710,75 \text{ тыс.руб}$$

Амортизационные отчисления для 2 варианта:

$$I_{AM} = \frac{325220}{20} + \frac{239875}{20} = 28254,75 \text{ тыс.руб}$$

Общие издержки для 1 варианта:

$$И = 58156,81 + 206035,2 + 215710,75 = 479902,76 \text{ тыс.руб.}$$

Общие издержки для 2 варианта:

$$И = 21106,98 + 203670 + 28254,75 = 253031,73 \text{ тыс.руб.}$$

Определим среднегодовые эксплуатационные затраты и выберем оптимальный вариант реконструкции сети.

Приведенные затраты – это показатель сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, применяемый при выборе лучшего из вариантов решения технических и хозяйственных задач.

Среднегодовые приведенные затраты, как уже указывалось ранее будем определять по следующей формуле:

$$З = E \cdot K + И, \tag{27}$$

где E – норматив дисконтирования ($E=0,1$) [20];

K – капиталовложения необходимые для сооружения электрической сети;

$И$ – эксплуатационные издержки.

Среднегодовые приведенные затраты для 1 варианта:

$$З = 0,1 \cdot 4314215 + 479902,76 = 911324,26 \text{ тыс.руб.}$$

Среднегодовые приведенные затраты для 2 варианта:

$$З = 0,1 \cdot 565095 + 253031,73 = 409541,23 \text{ тыс.руб.}$$

Полученные данные занесем ниже в таблицу 23.

Таблица 23 – среднегодовые приведенные затраты для двух вариантов

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3
Среднегодовые приведенные затраты, тыс.руб.	911324,26	409541,23

Проанализировав вышеуказанные данные, может сделать вывод, что наиболее оптимальным вариантом является вариант реконструкции № 2.

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках чаще всего возникают однофазные короткие замыкания (70-95 %), но также имеют место и трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также могут возникать двухфазные короткие замыкания на землю. Наиболее тяжёлым из режимов для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Так как при трехфазном коротком замыкании все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, то это короткое замыкание является симметричным. Остальные короткие замыкания называют несимметричными. Короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в повреждённых фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения [12].

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Таким образом, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

Для обеспечения надёжной работы электрических систем, предотвращения повреждений оборудования при коротком замыкании необходимо быстро отключать поврежденный участок. Поэтому очень важно правильно выбирать токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование. Для осуществления указанных мероприятий необходимо уметь определять ток короткого замыкания в любой интересующий момент. В настоящее время расчет токов короткого замыкания чаще проводят с помощью ЭВМ.

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

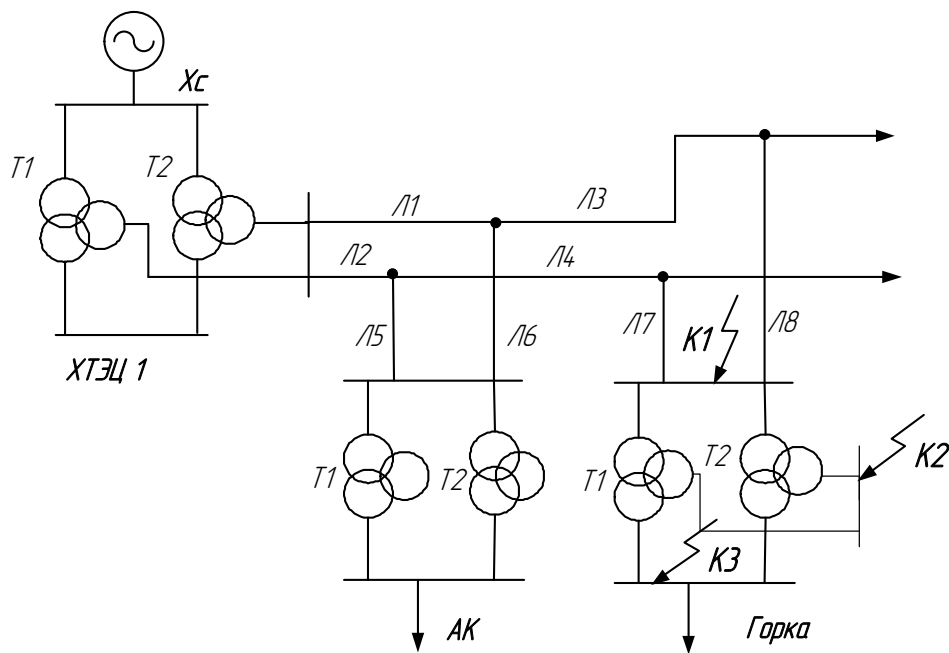


Рисунок 8 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

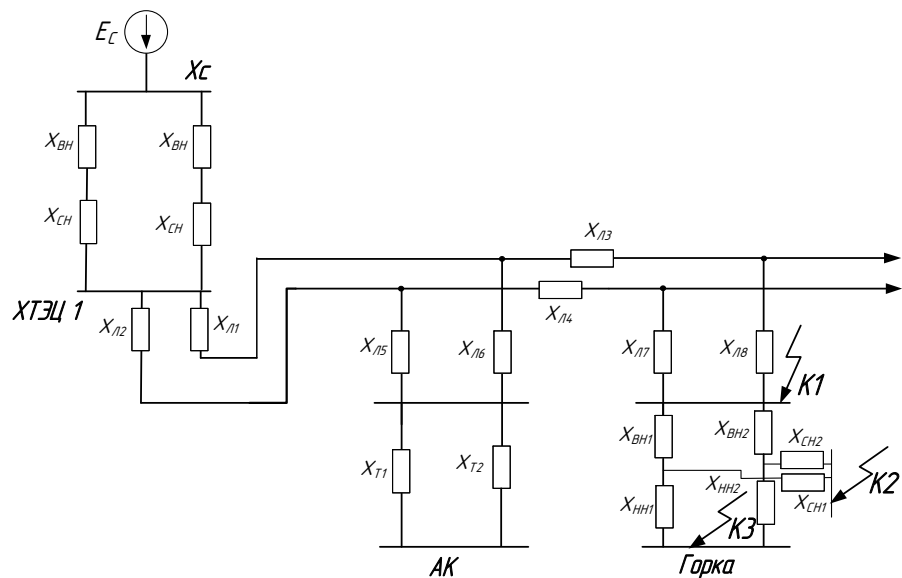


Рисунок 9 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=115$ кВ, $U_2=6,3$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (28)$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА}$$

$$I_{б3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,2 \text{ кА}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \quad (29)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента

начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П0}}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,031 \text{ о.е.},$$

где $I_{\text{П0}}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах
110 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 110 кВ ХТЭЦ 1 – АК:

$L_{\text{л1,2}}=6,86$ км, марка провода АС-120, $x_0=0,420$ Ом/км;

Отпайки АК

$L_{\text{л5,6}}=0,3$ км, марка провода АС-120, $x_0=0,420$ Ом/км;

ВЛ 110 кВ АК – Горка:

$L_{\text{л3,4}}=23,64$ км, марка провода АС-120, $x_0=0,420$ Ом/км;

Отпайки ПС Горка:

$L_{\text{л7,8}}=1,9$ км, марка провода АС-120, $x_0=0,405$ Ом/км.

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (30)$$

$$X_{\text{л1,2}} = 0,420 \cdot 6,86 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,022 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{л3,4}} = 0,420 \cdot 23,64 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,075 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{л5,6}} = 0,420 \cdot 0,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,009 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{л7,8}} = 0,420 \cdot 1,9 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,006 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{X_{\text{л1}} \cdot X_{\text{л2}}}{X_{\text{л1}} + X_{\text{л2}}} = \frac{0,022 \cdot 0,022}{0,022 + 0,022} = 0,011 \text{ о.е.} \quad (31)$$

$$X_2 = \frac{X_{л3} \cdot X_{л4}}{X_{л3} + X_{л4}} = \frac{0,075 \cdot 0,075}{0,075 + 0,075} = 0,038 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{X_{л5} \cdot X_{л6}}{X_{л5} + X_{л6}} = \frac{0,009 \cdot 0,009}{0,009 + 0,009} = 0,004 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = \frac{X_{л7} \cdot X_{л8}}{X_{л7} + X_{л8}} = \frac{0,006 \cdot 0,006}{0,006 + 0,006} = 0,003 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора на Хабаровской ТЭЦ 1:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (31 + 19 - 11) = 19,5\%. \quad (33)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (19 + 11 - 31) = 0,5\%. \quad (34)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5\% \quad (35)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,156 \text{ о.е.} \quad (36)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,092 \text{ о.е.} \quad (37)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (38)$$

Сопротивление трансформатора на ПС Горка:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75\%.$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0,25\%.$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (6 + 17 - 10,5) = 6,25\%$$

$$X_{TB1} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 \text{ о.е.}$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{ТН1} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,25 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = \frac{1}{2} \cdot X_{ТВ} = \frac{1}{2} \cdot 0,156 = 0,078 \text{ о.е.} \quad (39)$$

$$X_6 = \frac{1}{2} \cdot X_{ТВ1} = \frac{1}{2} \cdot 0,43 = 0,215 \text{ о.е.}$$

Эквивалентирuem схему замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_7 = X_c + X_{ТВ} = 0,031 + 0,156 = 0,187 \text{ о.е.} \quad (40)$$

$$X_8 = \frac{X_1 \cdot X_3}{X_1 + X_3} + X_7 = \frac{0,011 \cdot 0,004}{0,011 + 0,004} + 0,187 = 0,19 \text{ о.е.} \quad (41)$$

$$X_{\Sigma K1} = \frac{X_2 \cdot X_4}{X_2 + X_4} + X_8 = \frac{0,038 \cdot 0,003}{0,038 + 0,003} + 0,19 = 0,21 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = \frac{X_{ВН1} \cdot X_{СН1}}{X_{ВН1} + X_{СН1}} + X_{\Sigma K1} = \frac{0 \cdot 0,43}{0 + 0,43} + 0,19 = 0,19 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K1} + X_{ВН1} + X_{НН1} = 0,19 + 0,43 + 0,25 = 0,87 \text{ о.е.} \quad (42)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пoк1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,21} \cdot 0,502 = 3,44 \text{ кA} \quad (43)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{пoк2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,19} \cdot 1,65 = 8,6 \text{ кA}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0кз}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma\text{кз}}} \cdot I_{62} = \frac{1}{0,87} \cdot 9,2 = 10,575 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (44)$$

$$I_{\text{кз1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,44 = 2,979 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,6 = 7,45 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,575 = 9,16 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{кз}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \quad (45)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени

затухания аperiodической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [9, с.110] принимаем средние значения $k_{\text{уд}}=1,935$ для точки К1, К2 $k_{\text{уд}}=1,541$, для точки К3 $k_{\text{уд}}=1,369$.

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 3,44 = 9,146 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,541 \cdot 8,6 = 18,7 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 9,16 = 17,7 \text{ кА}$$

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ГОРКА

4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Однолинейная схема составляется для всей электроустановки. Составленная схема должна быть простой и наглядной и обеспечивать ряд условий:

- обеспечивать надежность в эксплуатации;
- осуществлять эксплуатацию с минимальными затратами средств и расходом материала;
- обеспечивать безопасность и удобство обслуживания;
- исключать возможность ошибочных операций персонала в процессе срочного переключения;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ вплоть до 500 кВ должно быть не более двух;
- схема с отделителями и короткозамыкателями применяется при напряжении до 110 кВ и мощности трансформаторов до 25 МВА.

Однолинейную схему проектируемой подстанции (для ОРУ 110 кВ) выполним с применением два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

Схемы подстанции со стороны среднего и низкого напряжений выполним с применением схемы одна секционированная системы шин.

4.2 Конструктивное исполнение ПС

РУ напряжением 27,5 кВ и выше на подстанциях открытого типа; РУ 6 и 10 кВ на подстанциях переменного тока — из шкафов наружной установки типа КРУН, а на подстанциях постоянного тока — из камер внутренней установки; современные РУ 3,3 кВ выполняют только внутренней установки. Применение РУ внутренней установки, например, в городах или районах с загрязненной атмосферой, требует дополнительных технико-экономических обоснований.

Трансформаторы устанавливают с учетом возможности замены их на следующий типоразмер по мощности.

Ошиновка РУ напряжением 27,5 кВ и выше выполняется алюминиевыми, жесткая ошиновка на стороне 10(6) кВ и в некоторых случаях на стороне 27,5 и 35 кВ допускается на коротких участках, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию; в этом случае необходимо учитывать возможность резонанса шин при коротких замыканиях. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение проводов к аппаратным зажимам производят опрессовкой или сваркой.

Контрольные и силовые кабели до 1 кВ прокладывают в наземных лотках или по конструкциям РУ; для обеспечения проезда через лотки механизмов и машин предусматривают переезды с расположением лотков в одном уровне. Кабельные линии от различных РУ прокладывают в отдельных лотках.

Внутренние ограждения (разрядников, трансформаторов и т. п.) выполняют металлическими, сетчатыми высотой 2 м. Наружное ограждение территории подстанции высотой 2 м выполняется из сборных железобетонных решетчатых конструкций или металлическим сетчатым.

Расстояния между маслонаполненным оборудованием подстанций и зданиями с производственными категориями В, Г, Д вне территории подстанции, а также жилыми и общественными зданиями при степени огнестойкости этих зданий I и II; III; IV и V не должны быть меньше соответственно 16; 20; 24 м.

4.3 Выбор и проверка ошиновки

Выбор гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен рассчитаем по следующей формуле:

$$I_{P_{\max 110}} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} \quad (53)$$

$$I_{P_{\max 110}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,22 \text{ A.}$$

Принимаем гибкие шины АС 120/19, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 390$ А, диаметр провода $d = 15,2$ мм.

Согласно ПУЭ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится [8].

Выполним проверку на корону.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{7,6}} \right) = 27,54 \text{ кВ / см.} \quad (54)$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{8,6 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 500}{7,6}} = 21,07 \text{ кВ / см,} \quad (55)$$

где $D = 500$ см – расстояние между фазными проводами на ОРУ 110 кВ.

Условие выполняется так как:

$$1,07 \cdot 21,07 < 0,9 \cdot 27,54 \quad (56)$$

$$22,55 < 24,79 .$$

Вывод: провода коронировать не будут

4.4 Выбор и проверка выключателей

Выберем выключатели на ПС Горка на стороне 110 кВ. На сегодняшний по всем показателям предусматривается установка элегазовых выключателей.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей ОРУ – 110 кВ производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (57)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (58)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 110 кВ.

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{откл\ ном}. \quad (59)$$

По данным расчета, произведенного ниже, на шинах 110 кВ выбираем выключатель элегазовый баковый типа ВГТ-110-40/2500 УХЛ1*. Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55°С) при следующих условиях:

- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

Содержание коррозионно-активных агентов по ГОСТ 15150 (для атмосферы типа);

- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель ВГТ-110 воздуха составляет 40°C;

- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель ВГТ-110 воздуха составляет минус 55°C;

- гололед с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда – при ветре скоростью до 40 м/с;

- высота установки ВГТ-110 над уровнем моря – не более 1000 м;

- тяжение проводов в горизонтальном направлении – не более 1000 Н [20].

Для выбора вышеуказанного выключателя производятся следующие расчеты.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (60)$$

где $t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания равная 0,03 [5].

$$I_{n.o} = 3,44 \text{ кА};$$

Время отключения находим по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (61)$$

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

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с.

$$t_{отк} = 2,3 + 0,055 = 2,355 \text{ с},$$

$$B_k = 3,44^2 \cdot (2,355 + 0,03) = 28,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100}, \quad (62)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$.

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

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} \quad (63)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,44 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 3,5 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (64)$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 131,22 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{вкл.наиб.} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,146 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$I_{ат} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Для установки на КРУ 38,5 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-35М-50/3150ХЛ1. Выключатель предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 35, 110 и 220 кВ [9].

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, проводят следующим образом.

Максимальный рабочий ток на вводах по формуле:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{\sqrt{25^2 + 1^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,413 \text{ кА}. \quad (65)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 413 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,7 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{a.ном} = 35,36 \text{ кА}$	$i_{ат} = 7,3 \text{ кА}$

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

Для установки на РУ 6 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВБЭМ-6-20/1000 УХЛ2 (согласно комплектации РУ).

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ проводим по тем же формул, что и при выборе выключателя на 110 кВ.

Максимальный рабочий ток на вводах по формуле:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{\sqrt{25^2 + 1^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0,752 \text{ кА}. \quad (66)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВБЭМ-6-20/1000 УХЛ2

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. max}}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 752 \text{ А}$
$i_{\text{пр. скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр. скв}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 17,7 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 122,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{откл. ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл. ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 10,575 \text{ кА}$
$i_{\text{а. ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{а. ном}} = 35,36 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 7,3 \text{ кА}$

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

4.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На стороне 110 кВ к установке принимается разъединители марки РНДЗ – 110/1000 ХЛ1. Результаты расчета представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 131,22 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,146 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 3964 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 29,13 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: при $U_H \geq 110 \text{ кВ}$, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу

точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [9].

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{НАГР} = \sum r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K \quad (67)$$

$$r_{ПР} = r_{2НОМ} - \sum r_{ПРИБ} - r_K \quad (68)$$

где $r_{ПРОВ}$ - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ} = 15$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} \quad (69)$$

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ Ом},$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПРОВО}} = 15 - 6,5 - 0,05 = 8,45 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (70)$$

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

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{8,45} = 0,254 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ДР}} = 0,00708 \cdot 75 = 0,53 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,53 + 6,5 + 0,05 = 7,081 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 131,22 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_2 = 7,081 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 9,146 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I_{\text{Г}}^2 \cdot t_{\text{Г}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{Г}}^2 \cdot t_{\text{Г}} \geq B_{\text{К}}$

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

На стороне СН 35 кВ выбираем ТОЛ-НТЗ-35 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 6 мм². Приборы, подключаемые к ТОЛ-НТЗ-35 указаны ниже в таблице 30.

Таблица 30 – Приборы, подключаемые к ТОЛ-НТЗ-35

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5	-	0,5	Д-335
Варметр	2,5	-	2,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5	-	2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	-	2,5	И-675
Сумма	8,5	0,5	8,5	

Сравнение каталожных и расчетных данных приведены ниже в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3000$ А	$I_P = 1421$ А	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,6$ Ом	$Z_{2НОМ} = 0,544$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 107$ кА	$I_{УД} = 18,7$ кА	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$B_T = 2883$ кА ² с	$B_K = 3,39$ кА ² с	$B_T \geq B_K$

На стороне НН 6 кВ выбираем ТШЛ-6 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 10 мм². Приборы, подключаемые к ТШЛ-6 указаны ниже в таблице 32.

Таблица 32 – Приборы, подключаемые к ТШЛ-10

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5	-	0,5	Д-335
Варметр	2,5	-	2,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5	-	2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	-	2,5	И-675
Сумма	8,5	0,5	8,5	

Сравнение каталожных и расчетных данных приведены ниже в таблице 33.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_P = 131,22 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,2 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 0,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 150 \text{ кА}$	$I_{УД} = 17,7 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$B_T = 6000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 110 УХЛ1.. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,Вар
Ввод								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ваттметр	Д-335	6	0,5	1	0	1	3	0
Варметр	Д-304	6	0,5	1	0	1	3	0
1	2	3	4	5	6	7		9
Счетчик АЭ	СА3-И674	6	2,5	1	0,9 25	0,3 8	5,7	13,87
Счетчик РЭ	СР4-И676	6	2,5	1	0,9 25	0,3 8	5,7	13,87
Сумма							44,4	36,74

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (71)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{44,4^2 + 36,74^2} = 57,63 \text{ ВА.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено ниже в таблице 35.

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 560 \text{ ВА}$	$S_P = 57,63 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

На стороне 35 кВ устанавливаем НАМИ-35 УХЛ1.

Сопоставление каталожных и расчетных данных представлены ниже в таблице 36.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 40 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 43,08 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2H}$

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

На стороне НН 6 кВ устанавливаем НАМИ-10 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора представлена ниже в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ввод								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
Ваттметр	Д-335	24	0,5	1	0	1	12	0
Варметр	Д-304	24	0,5	1	0	1	12	0
Счетчик АЭ	СА3-И674	24	2,5	1	0,925	0,38	22,8	55,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	24	2,5	1	0,925	0,38	22,8	55,5
Сумма							88,6	111

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (72)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{88,6^2 + 111^2} = 142 \text{ ВА}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведены ниже в таблице 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 155 \text{ ВА}$	$S_P = 142 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

4.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

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

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных шин в КРУ К-59 приведены ниже в таблице 39.

Таблица 39 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-К-59.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 215 \text{ А}$
$i_{пр. скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр. скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,7 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 28,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из приведенных выше данных сделаем вывод, что вся устанавливаемая ошиновка прошла проверку.

Шины ОРУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (73)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [10];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности [10].

Число изоляторов в гирлянде определяется по следующей формуле:

$$m = \frac{L}{L_{и}}, \quad (74)$$

где $L_{и}$ – длина пути утечки одного изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки составляет:

$$L = 1,4 \cdot 127 \cdot 1,2 = 213,36 \text{ см}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС 120Б с длиной пути утечки 320 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{213,36}{32} + 2 = 8,67$$

Округляя до целого, получим 9 изоляторов в гирлянде 110 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 110 кВ, а также ошиновки среднего и низкого напряжений используются опорные и изоляторы.

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ [8] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (75)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} \quad (76)$$

$$F_{расч} = F_{доп},$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (77)$$

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 110 кВ выбираем изоляторы ОСК 10-110-Б02-2 УХЛ 1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000H; \quad (78)$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1020$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{9,146^2}{4} \cdot 16 \cdot 10^{-7} = 57,954H; \quad (79)$$

Проверка:

$$F_{расч} \leq F_{дон};$$

$$57,954 \leq 6000 \text{ Н.}$$

Таким образом, ОСК 6-10 УХЛ2 проходит по механической прочности. Следовательно, выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд. Определение нагрузок собственных нужд указано ниже в таблице 40.

Таблица 40 – Определение нагрузок собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
Охлаждение ТДТН – 25000/110	12,5×2	25	0,85	25	10
Подогрев КРУ 6 кВ	10	10	1	10	
Освещение	10	10	1	10	
Насосная	50	50	0,85	50	31
Вентиляция	15	15	0,85	15	9,3
Итого				110	50,3

Расчетную нагрузку определяем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (80)$$

где k_c – коэффициент спроса, равный 0,8 [5].

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{110^2 + 50,3^2} = 96,764 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТСЗ – 100/6.

4.10 Выбор ОПН

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{нро} > U_{нс}, \quad (81)$$

где $U_{нс}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности $I_{вб}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20) I_{кз} \quad (82)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (83)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным $3,5U_{ном}$;

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

Z – волновое сопротивление линии, для ВЛ 110 кВ $Z=490 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{ост} = \sqrt{2} \cdot U_{нро} \cdot K_{8/20}, \quad (84)$$

где $K_{8/20}$ – кратность ограничения грозových импульсов, согласно $K_{8/20}=2,1$.

$$U_{ост} = \sqrt{2} \cdot 88 \cdot 2,1 = 214 \text{ кВ} \quad (85)$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (86)$$

где β – коэффициент затухания волны,;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}} \tag{87}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 1,05 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Выбираем ОПН - 35/40,5-10(1)УХЛ1.

Для защиты трансформатора напряжения 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 41.

Таблица 41– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/110/88/10/2УХЛ1		
$U_{нpo}=40,5$ кВ	$U_{nc}=40,5$ кВ	$U_{нpo} \geq U_{nc}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 4,9$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} = 1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* = 0,4$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нpo}=40,5$ кВ	$U_{nc}=40,5$ кВ	$U_{нpo} \geq U_{nc}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 4,36$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} = 1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* = 0,827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-6/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нpo} = 12$ кВ	$U_{nc} = 11,5$ кВ	$U_{нpo} \geq U_{nc}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 4,38$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* = 2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* = 0,36$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

5 ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС ГОРКА

5.1 Заземление подстанции Горка

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [3] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (88)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (89)$$

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

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 110 кВ (отходящих от ХТЭЦ) составляет 30,5 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 110 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{110 \cdot 30.5}{350} = 9.58 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{9.58} = 26 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Согласно плану ПС Горка, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1.5) \cdot (55.4 + 2 \cdot 1.5) = 2394.4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78.5$ мм²

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (90)$$

где δ_{cp} – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \text{ мм} \quad (91)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ = 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (92)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (93)$$

принимая значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a/m = 48,93/8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (94)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (95)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (96)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B/\sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (97)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (98)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

5.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [3].

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (99)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}; \quad (100)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (101)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (102)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{cr1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{m-m} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м} \quad (103)$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}} \right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01 \quad (104)$$

Таблица 44 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$, м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли r_{ci} , м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления комму-тационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

6.2 Защита трансформатора

На подстанции 110/35/6 кВ предусматривается установка двух трансформаторов Горка мощностью 25000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Бреслер ШТ». Защита и автоматика присоединений 6, 35 кВ предусматривается на микропроцессорных терминалах с функциями максимальной токовой защиты, токовой отсечки, логической защиты шин, и защиты от замыканий на землю.

Устройство типа «Бреслер ШТ» содержит комплект основных защит и резервных защит, предназначено для защиты от внутренних повреждений, а также от длительного протекания токов внешнего короткого замыкания.

Устройство содержит следующие защиты:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ);
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО);
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) на стороне высшего напряжения (ВН);
- максимальную токовую защиту (МТЗ) на стороне ВН с пуском по напряжению;
- МТЗ на стороне среднего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- МТЗ на стороне низшего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- автоматическое ускорение МТЗ СН и НН при включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя УРОВ со стороны ВН;
- защита от перегрузки;
- пуск автоматики охлаждения;

– блокировка устройства РПН.

6.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (105)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125.5 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.СН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374.9 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 2291 \text{ A}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (106)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 150 / 5 = 30$$

$$K_{\text{ТР.ТГ.СН}} = 400 / 5 = 80$$

$$K_{\text{ТР.ТГ.НН}} = 3000 / 5 = 600$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{125.5}{30} = 4.183 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{374.9}{80} = 4,686 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{2291}{600} = 4.82 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

6.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита с торможением предназначена для отключения практически всех видов замыкания внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током замыкания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от токов небаланса производится за счет выбора уставок тормозной характеристики (ТХ). ТХ состоит из двух участков и характеризуется следующими уставками:

- начальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{диф.нач}}$;
- начальный тормозной ток $I_{\text{торм.нач}}$;

– коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$;

– тормозной ток блокировки $I_{\text{блок}}$.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (107)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (108)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (109)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (110)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,1;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, величину рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 1 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,25 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}, \quad (111)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен $1,1 \div 1,3$.

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 - 1,0$$

Уставка принимается равной минимальному значению 0,6 для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов на которых возможно несинхронное АВР. В остальных случаях уставка может быть принята равной 1.

Тормозной ток блокировки рекомендуется отстраивать от максимально возможного сквозного тока нагрузки. Уставку следует выбирать из диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2$$

Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может принят равным 1,5 о.е при $I_{\text{торм.нач}}=1$ и 1,2 о.е при $I_{\text{торм.нач}}=0,6$.

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (112)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$ – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равен $1,1 \div 1,3$;

$I_{\text{торм.расч}}$ – определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным $1,5 \div 2$, величину $I_{\text{нб.расч*}}$ принимать равной максимальному относительному току при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при трехфазном КЗ.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 12,32 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 15,4 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{15,4 - 0,36}{36,23 - 0,6} = 0,42$$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,09 = 2,07 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 2,07 = 2,59 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{2,59 - 0,36}{10,09 - 0,6} = 0,23$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 1,14 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,14 - 0,36}{3,24 - 0,6} = 0,29$$

6.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 19,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 19,56 = 29,35 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 29,35$ о.е.

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,09 = 4,09 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 4,09 = 6,13 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6,13$ о.е.

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 1,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 1,56 = 1,94 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6$ о.е.

6.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения

Максимальная токовая защита (МТЗ) предназначена для защиты трансформатора от внешних КЗ и используется в качестве резервной для защиты от внутренних повреждений. В случае недостаточной чувствительности МТЗ применяют пуск по напряжению. Уставки всех измерительных органов рассчитываются в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого силового трансформатора, на которой устанавливается защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{нагр.макс}} , \quad (113)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса;

k_C – коэффициент самозапуска, в предварительных расчетах принимается равным $1,5 \div 2,5$;

k_B – коэффициент возврата, равный $0,95$;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки на стороне ВН защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 48 = 121,26 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (114)$$

где $I_{\text{с.з.}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ (в качестве расчетного рассматривается двухфазное КЗ).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее 1,2 при выполнении функции резервирования.

$$k_{\text{ч}} = \frac{992}{121,26} = 8,18 > 1,5$$

6.6.1 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

МТЗ СН предназначена для отключения КЗ на ошиновке и шинах СН, а также на элементах, присоединенных к этим шинам и состоит из трех ступеней.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания определяется по условию отстройки от тока нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{нагр.макс}}$$

где $I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки на стороне среднего напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 81 = 204,63$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{826}{204,63} = 4,03 > 1,5$$

Вторая ступень МТЗ СН выполняется с комбинированным пуском по напряжению со стороны среднего напряжения (КПН СН) и с органом направления мощности (ОНМ).

Уставку фазного тока второй ступени выбирают по условию отстройки от номинального тока трансформатора:

$$I_{c.з.} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{ном.СН}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 94,48 = 238,69 \text{ А} \quad (115)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{826}{238,69} = 3,46 > 1,5$$

6.6.2 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

МТЗ НН предназначена для отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения повреждений на элементах, присоединенных к этим шинам. Исполнение и выбор уставок ступеней МТЗ НН аналогичен исполнению и выбору уставок соответствующих ступеней МТЗ СН.

Первая ступень:

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 155 = 391,58 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1853}{391,58} = 4,73 > 1,5$$

Вторая ступень:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 330,66 = 835,35 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1853}{835,35} = 2,21 > 1,5$$

6.7 Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

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

$$I_{с.з.} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}} , \quad (116)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{НОМ}}$ номинальный ток обмотки трансформатора на стороне которого установлена защита.

На стороне ВН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 31,63 = 41,51 \text{ А}$$

На стороне СН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 94,48 = 124 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 330,66 = 434 \text{ А}$$

6.8 Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, более совершенное реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4

МВА. 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 др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

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 ПС Горка устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

6.9 АПВ (автоматическое повторное включение)

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и

потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраиваются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.

- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.

- Должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.

- В схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ [25].

6.10 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;

- факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное

использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей);

- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);

- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);

- запаса по времени для большей надёжности системы [23].

6.11 АВР (автоматический ввод резерва)

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простой технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда, перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине;
- обеспечивать однократность действия;
- схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного;
- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР [24].

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

7.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ

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

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать 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 действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания 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 действующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

7.1.2 Техника безопасности и охрана труда на ПС

Подстанция обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет, имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки

введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

- периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки;
- проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети;
- периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов;
- применение индивидуальных средств защиты;
- применение безопасных напряжений 12-36 В в цепях управления и переносного освещения;
- надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относится:

- оформление работ нарядами или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы.
- оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

- производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.
- вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».
- проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.
- наложение заземления.

-развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно норм комплектования защитными средствами для электроустановок, подстанция укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 42.

Таблица 42 – Защитные средства [27]

Наименование средств защиты	Количество
1	2
Изолирующая штанга 110 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 35 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 110 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 35 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 10 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	15 шт.
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

7.2 Экологичность

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (СанПиН №2.2.1/2.1.1.1200-03 и «Санитарными нормами защиты населения от воздействия электрического поля» (СанПИН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР)

защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты напряжением 6 кВ и 0,38 кВ не требуется.

В данном разделе необходимо рассмотреть такие вопросы как влияние шума от трансформаторов, а также расчет маслоприемника на ПС Горка.

7.2.1 Расчет шума создаваемого от трансформаторов

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образуемом за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с

зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам и класса напряжению.

На ПС Горкав ОРУ установлено два трансформатора типа ТДТН 25000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла. Типовая мощность трансформатора – 25 МВА. Класс напряжения - 110 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Для оценки шумового воздействия трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Допустимый уровень шума на территории, прилегающей к жилой застройке, согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» составляет:

$$ДУ_{LA} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00} \text{ часов;}$$

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА с } 23^{00} - 7^{00} \text{ часов.}$$

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора мощностью 25 МВА составляет $L_{TP} = 89$ дБА. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,189} = 92 \text{ дБА} ; \quad (117)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DV_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (118)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (119)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DV_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (120)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{92-45}{10}}}{6,28}} = 89 \text{ м.}$$

Приблизительный план рассматриваемой территории изображен на рисунке 10:

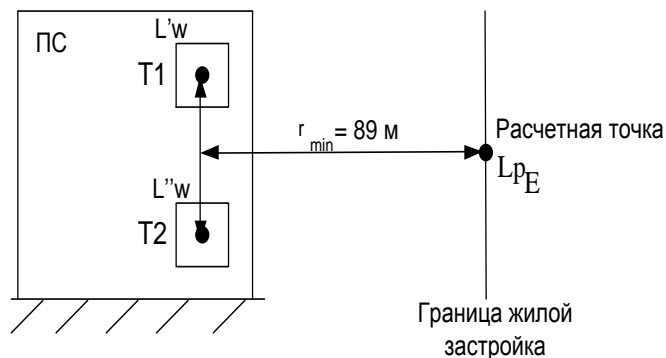


Рисунок 10 - Приблизительный план рассматриваемой территории

Минимальное расстояние от ПС Горка до границы жилой застройки составляет 89 м, а ПС Горка находится на расстоянии 550 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

7.2.3 Расчёт маслоприёмников под трансформаторы ПС «Горка»

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы при аварии и ремонтных работ обусловленное выливанием трансформаторного масла.

Для того чтобы свести к минимуму риск попадания масла в окружающую среду, предусматривается сооружение маслоприёмников для трансформаторов.

На подстанции ПС Горка в ОРУ предусматривается установка двух трансформаторов марки ТДТН-25000/110 с размерами (м) 6,4×4,4×5,2 и массой масла 14,5 т.

Согласно ПУЭ [6, п. 4.2.69] габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования (рисунок 11) не менее чем на 1,5 м при массе масла более 10 т. Тогда габариты маслоприемника равны:

$$B=4,4+2\cdot 1,5=7,4 \text{ м.}$$

$$\Gamma=5,2+2\cdot 1,5=8,2 \text{ м.}$$

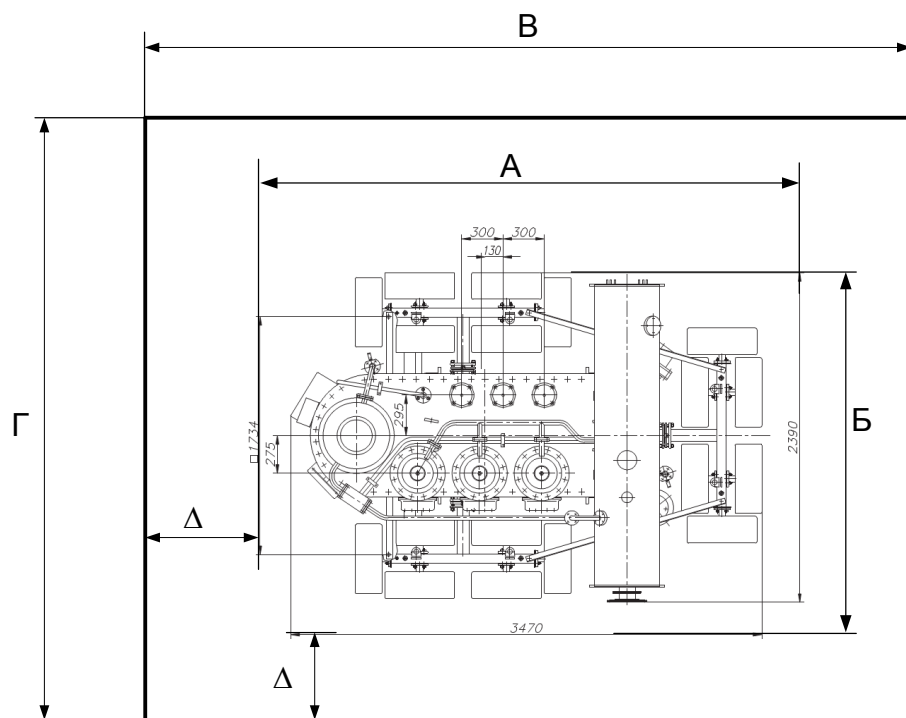


Рисунок 11 – Габаритные размеры трансформатора и маслоприемника

Площадь маслоприемника

$$S_{\text{МП}} = B \cdot \Gamma = 7,4 \cdot 8,2 = 60,68 \text{ м}^2$$

Объём трансформаторного масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТР.М}}}{\rho} = \frac{14500}{850} = 17,01 \text{ м}^3, \quad (121)$$

где ρ - плотность трансформаторного масла $\rho = 850 \text{ кг/ м}^3$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла, содержащегося в трансформаторе, определяется по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = V_{\text{ТМ}}/S_{\text{МП}} = 17,01/60,68 = 0,28 \text{ м} \quad (122)$$

Объем воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$V_{\text{Вод}} = k \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПГ}}), \quad (123)$$

где $k = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – интенсивность пожаротушения, нормируемая в ПУЭ [6];

$t = 30$ мин = 1800 сек – нормативное время пожаротушения;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяемая по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (4,4 + 5,2) \cdot 6,4 = 122,88 \text{ м}^2 \quad (124)$$

Тогда:

$$V_{\text{Вод}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (60,68 + 122,88) = 66080 \text{ л} = 66 \text{ м}^3 \quad (125)$$

Глубина маслоприемника для приема 80% воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$h_{\text{Вод}} = 0,8 \cdot V_{\text{Вод}} / S_{\text{МП}} = 0,8 \cdot 66 / 60,68 = 0,87 \text{ м} \quad (126)$$

Глубина маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,05 м определяется по формуле:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{Вод}} + 0,3 = 0,28 + 0,87 + 0,3 = 1,45 \text{ м} \quad (127)$$

Приведем рисунок, наглядно показывающий основные размеры маслоприемника:

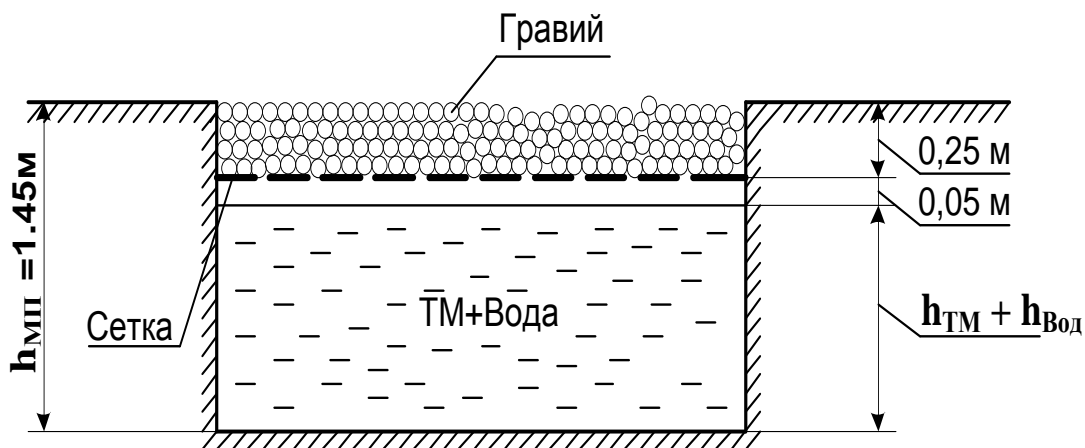


Рисунок 12- Маслоприемник без отвода масла

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслонаполненном оборудовании.

7.3 Чрезвычайные ситуации

7.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Горка

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание

горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

7.3.2 Тушение возгорания.

Пожары на подстанциях могут возникать на трансформаторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми

средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [27].

Необходимость тушения пожара электроустановок, находящихся под напряжением, определяется следующими основными требованиями:

- невозможность отключения собственных нужд подстанции, питающих ответственные приемники: устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики.

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетического производства для сохранения энергоснабжения ответственных потребителей;

- необходимость быстрой ликвидации пожара для предотвращения его распространения на другое оборудование и сооружения предприятия, сокращения времени воздействия высоких температур на несущие конструкции с возможностью их разрушения;

- исключения длительного времени по отключению и снятию напряжения с оборудования энергопредприятия, что может привести к более тяжелым последствиям для технологически связанных производств и режима работы энергосистемы ЕЭС России.

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, трансформатора, которые утверждает главный инженер. В оперативных карточках указывают порядок вызова, встречи и обеспечения безопасной работы пожарных подразделений по тушению, операции по отключению и снятию напряжения с агрегатов и установок по включению стационарных систем тушения и другие вопросы по обеспечению тушения пожара.

Особенно подробно необходимо разрабатывать порядок действий дежурного персонала энергообъекта и подразделений пожарной охраны при тушении пожаров на энергоустановках без снятия напряжения. Эти действия включают в оперативные карточки дежурному персоналу и в планы тушения

пожаров. В графической части планов обязательно указывают соответствующими знаками места подключения гибких заземлителей к заземленным конструкциям, а также боевые позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок.

На каждом энергопредприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств. Определяют порядок их выдачи прибывающим пожарным подразделениям и оказание помощи по заземлению пожарной техники и проверки надежности заземления. Заземление ручных стволов и пожарной техники с помощью гибких медных оголенных проводов сечением не менее 25 мм^2 в электроустановках напряжением выше 1000 В и не менее 16 мм^2 ниже 1000 В , снабженных струбцинами для подключения к оборудованию и обозначенным местам заземления.

Дежурный персонал (начальник станции, диспетчер или дежурный подстанции, предприятия энергосети) при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству энергообъекта и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 44.

Таблица 44 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения для тушения только тех ручных пожарных стволов, какие указаны в таблице 43;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

7.3.3 Противопожарная профилактика

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарно-технической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негоряемыми материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже -20°C .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был разработан оптимальный вариант реконструкции электрической сети 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка.

Реконструкция данной сети включает в себя перевод напряжения ПС Горка с 35 кВ на 110 кВ, замену оборудования на ПС Горка с установкой двух трехобмоточных трансформаторов марки ТДТН-25000/110 с учетом прогнозируемых нагрузок на период 5 лет с целью снижения нагрузки на ПС Горка, ПС АК и ПС Корфовская.

Также, была введена новая ВЛ 110 кВ АК-Горка отпайками от ВЛ 110 кВ АК-Корфовская с целью снижения токовой загрузки ЛЭП.

Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.

Расчет молниезащиты ПС Горка с расстановкой молниеотводов. Произведен выбор защит на ПС Горка;

Рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Горка.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 592 с.
- 2 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 5-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.
- 3 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 4 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2008. 238с.
- 5 Электротехнический справочник: В 4 т. / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2009. – Т 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 964 с.
- 6 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 20010. – 48 с.
- 7 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Паперно Л.Б. и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 2011. – 383 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 20012. - 118 с.
- 9 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2009. - 648 с.
- 10 Баков, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов.— М. : Энергоатомиздат, 2013.— 272 с.

- 11 ГОСТ 23366-78. Ряды номинальных напряжений постоянного и переменного тока.
- 12 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках.
- 13 ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- 14 ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи.
- 15 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.
- 16 Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.
- 17 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru) (дата обращения: 19.04.2018)
- 18 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 132 с.
- 19 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов. - М.: Энергия, 2013. – 188 с.
- 20 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.
- 21 Дорохин, Е. Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики : учеб. Пособие для вузов.– М. : Энергоатомиздат, 2012.– 272 с.
- 22 Дьяков, А. Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учеб. пособие для вузов / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко.– М. : Издательство МЭИ, 2008.– 248 с.
- 23 Сборник руководящих указаний по релейной защите. Вып. 1-7, 9-13б.– М. : Госэнергоиздат, 2008.– 68 с.

24 Удрис, А. П. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ типа ЭПЗ-1636. М. : Энергоатомиздат, 2008.– 141 с.

25 Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем : учеб. пособие для техникумов / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов.– М. : Энергоатомиздат, 2009.– 800 с.

26 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М : Стандартинформ, 2010. – 15 с.

27 Тихонов Б.А. Охрана труда : методические указания к выполнению индивидуальных заданий по курсу “Безопасность жизнедеятельности” для студентов всех специальностей / сост. Б.А. Тихонов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 10 с.