

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей Хабаровского края в связи с  
подключением подстанции Кумтэ-тяговая

Исполнитель студент группы 742-об2	_____	Д.Е. Тищенко
	подпись, дата	
Руководитель доцент, канд.техн.наук	_____	А.А. Казакул
	подпись, дата	
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд.техн.наук	_____	А.Б. Булгаков
	подпись, дата	
Нормоконтроль ассистент	_____	И.А. Лисогурский
	подпись, дата	

Благовещенск 2021

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента: Тищенко Данила Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей Хабаровского края в связи с подключением подстанции Кумтэ-тяговая

(утверждено приказом от \_19.03.2021\_ № 575-уч\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 24.06.2021

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Контрольные замеры нагрузок подстанции рассматриваемого района, электрическая схема подстанции, результаты преддипломной практики

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):  
Расчёт электрических нагрузок, разработка вариантов сети, расчёт токов короткого замыкания, проектирование новой подстанции и её защита

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п. 9 рисунков, 41 таблиц, 2 приложение, 36 источников, 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность А.Б.Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 20.02.21

Руководитель выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 20.02.21  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 136 страницы, 9 рисунков, 41 таблиц, 129 формул, 2 приложений, 36 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПРОВОД, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции электрической сети Хабаровского края в связи с подключением ПС «Кумтэ-тяговая»

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены расчеты нормальных и аварийных режимов работы рассматриваемого участка сети; проведен анализ токовой загрузки линий электропередач в каждом из режимов. Для подключаемой подстанции был проведен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на подстанции; выбраны коммутационные аппараты, такие как выключатели и разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и шины распределительных устройств; разработано заземление и молниезащита подстанции. Рассмотрен расчет релейной защиты.

Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для реконструируемой подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района строительства	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.2 Характеристика источников питания рассматриваемой сети	12
1.3 Информация о подключаемой подстанции	18
1.4 Расчёт электрических нагрузок	20
1.5 Анализ установившихся режимов существующей сети	23
2 Разработка вариантов подключения подстанции	32
2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	32
2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения ПС	38
2.3 Подбор типов схем РУ на подстанции	39
2.4 Выбор номинального напряжения	40
2.5 Компенсация реактивной мощности	41
2.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной в ПС	42
2.7 Технико-экономическое сравнение вариантов	44
3 Открытая часть тяговой подстанции	48
3.1 Открытая часть тяговой подстанции	48
3.2 ОРУ 220 кВ	48
3.3 ОРУ 27,5 кВ	50
3.4 Технические характеристики модулей	51
3.5 Устройство комплексное распределительное КРУ 10 кВ	52
3.6 Модуль УСЭВ-25/10	53
3.7 Энергетический блок-модуль контейнерного исполнения	53
3.8 Модуль ОПУ	54
3.9 Модуль ОПС	54
4 Расчёт токов короткого замыкания	55
4.1 Составление схем замещения	56

4.1.1	Параметры схемы замещения прямой последовательности	56
4.1.2	Параметры схемы замещения нулевой последовательности	58
4.2	Расчёт токов короткого замыкания	59
4.2.1	Расчёт токов короткого замыкания в максимальном режиме	60
4.2.2	Расчёт токов короткого замыкания в минимальном режиме	63
5	Выбор и проверка электрических аппаратов	65
5.1	Выбор и проверка выключателей РУ ВН	67
5.2	Выбор и проверка выключателей РУ НН	70
5.3	Выбор и проверка разъединителей	71
5.4	Выбор и проверка трансформаторов тока	72
5.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ ВН	77
5.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ НН	79
5.7	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	79
5.8	Выбор и проверка сборных шин РУ НН	82
5.9	Выбор и проверка изоляторов РУ ВН	84
5.10	Выбор и проверка опорных изоляторов РУ НН	85
5.11	Выбор трансформаторов собственных нужд	86
5.12	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	88
5.13	Выбор и проверка ячеек КРУ	89
6	Разработка молниезащиты и заземления проектируемой ПС	90
6.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчёт	90
6.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	90
6.3	Оценка надежности молниезащиты ПС	94
7	Конструктивное исполнение одной из реконструируемых ЛЭП	96
8	Релейная защита и автоматика	99
8.1	Расстановка комплексов защиты при развитии электрической сети	99
8.2	Релейная защита силового трансформатора на проектируемой ПС	100
8.2.1	Расчет дифференциальной защиты трансформатора	100
8.2.2	Расчет уставки ДТО	105
8.3	Проверка чувствительности ДЗТ	111

8.3.1 Выбор уставки сигнализации тока небаланса	113
8.4 Расчёт резервных защит	113
8.5 Расчёт установок защиты от перегрузки	117
8.6 Автоматика	118
9 Безопасность и экологичность	121
9.1 Безопасность	121
9.2 Экологичность	125
9.3 Чрезвычайные ситуации	125
Заключение	132
Библиографический список	133
Приложение А – Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15	137
Приложение Б – Технико – экономический расчёт в ПВК MathCad 15	141

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

## ВВЕДЕНИЕ

Прогресс течёт с невероятно быстрой скоростью, появляется всё больше и больше надобности во многих вещах, стороной не обошла и сфера энергетики. В настоящее время строятся всё больше и больше объектов энергетики. Всё это играет большую роль.

Со временем были придуманы тяговые подстанции, это электроустановка предназначенная для понижения напряжения и последующего преобразования тока с целью передачи его в контактную сеть для обеспечения электрической энергии электровозов, электропоездов, трамваев и троллейбусов, об этом и будет идти речь в данной работе.

Для написания выпускной квалификационной работы выбрана тема: «Реконструкция электрических сетей Хабаровского края в связи с подключением подстанции Кумтэ-тяговая»

Цель работы – разработка наиболее экономичного варианта подключения ПС «Кумтэ-тяговая».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Провести анализ сети в районе проектирования.
- Спрогнозировать электрические нагрузки.
- Разработать варианты развития электрической сети и выбор наиболее оптимального.
- Проанализировать нормальные и послеаварийные режимы после подключения проектируемой ПС.
- Разработать схему подстанции.
- Выбрать схему распределительного устройства ПС;
- Выбрать основное оборудование на проектируемой ПС;
- Разработать заземление и молниезащиту на проектируемой ПС;
- Повести выбор устройств РЗА и расчет уставок.
- Оценить безопасность и экологичность проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MS Word, ПК Растр Win 3, ПК MathCad 15, MS Visio, MS Excel, Компас 3D.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Подстанция «Кумтэ-тяговвая», которая мной будет рассмотрена, будет находится рядом с селом Гайтер.

Районным центром является город Комсомольск-на-Амуре, Комсомольск-на-Амуре расположен рядом с рекой Амур, которая протекает с Юга-Запада на Север-Восток, вдоль горных хребтов и лесов.

Климат района города Комсомольск-на-Амуре состоит из континентального и муссонного, с преобладанием континентального, объясняется это тем, что рядом находится горная система Сихотэ-Алинь ближе к востоку и Буринского массива на западе.

Данные среднемесячных температур:

- самого холодного месяца (январь) – «-23,5°С»
- самого теплого (июль) – «+20,9°С»

Самый максимум который был достигнут температурой – от «+35°С» до «-42°С». Период когда нет мороза составляет 90-130 дней.

Максимально высший уровень который был достигнут р. Амур г. Комсомольска +912 см в 2013 году. Самое большое количество осадков выпадало в период апреля-октября. Усреднённая мощность снежного покрова в пределах 11-32 мм. Относительно средняя влажность воздуха 71%. Высокое давление связано с сибирскими антициклонами, которые актуальны во время зимнего периода. Бывают метели во период февраля-марта. Сама весна ветреная, направление ветра меняется. Осенью ясная погода, тепло, зима длительная и достаточно холодная. Можно сделать вывод что в данном районе стандартные климатические условия, нет никаких сильных особенностей. В меру тёплое лето, и в меру холодна зима.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики Комсомольского района

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	15
Нормативное ветровое давление, Па	300
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Среднее количество грозových часов в году, час	40-45
Удельная плотность ударов молнии в землю, $1/(км^2 \cdot год)$	3
Степень загрязнения атмосферы	II, III
Относительная влажность воздуха, %	73-80
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	0
Средний минимум, °С	-23,5
Абсолютный минимум, °С	-42
Средний максимум, °С	+20,9
Абсолютный максимум, °С	+35

Данные значения в таблице являются природно-климатическими, которые позволят выбрать подходящее оборудование, в конкретных условиях. Это обеспечит максимальную надёжность работы электрической сети.

Рельеф Хабаровского края в основном горный с высотами от 500-2500 м), с направлением хребтов с юга на север. Наивысшая точка юга края – гора Тардоки-Яни (2077м), находится в Ситхотэ-Алини, а на севере – хребет Сунтар-Хаята, с самой высокой вершиной 2933 м.

Тяговая подстанция Кумтэ проектируется на станции Кумтэ Хабаровского края.

Тяговая подстанция обеспечивает электроснабжение тяги поездов в грузовом и пассажирском движении, а также электроснабжение нетяговых потребителей.

Планируемая подстанция будет находится между ПС «Старт» и ПС «Картель»

## 1.2 Характеристика источников питания рассматриваемой сети

Для того, чтобы выполнить структурный анализ сети, необходимо провести анализ отдельных её частей: источника питания, линий электропередачи, подстанций.

Энергетическая система Хабаровского края работает в структуре Объединенной энергетической системы Востока, помимо Хабаровского края в эту систему входят Амурская область, Приморский край и Еврейская автономная область и Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В энергосистему Хабаровского края входит: филиал ПАО «Федеральная Сетевая компания Единой Энергетической Системы», филиалы АО «Дальневосточная генерирующая компания», «Хабаровская генерация», филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы», филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», «Хабаровские электрические сети», филиал ПАО «Дальневосточная энергетическая компания», АО «Дальневосточная энергоуправляющая компания»

Хабаровские электрические сети территориально делятся на 4 района: Северные, Западные, Центральные и Южные. Рассматриваемая сеть относится к территории Южных электрических сетей.

Основные источники питания Хабаровских южных электрических сетей: Хабаровская ТЭЦ, Комсомольская ТЭЦ, Амурская ТЭЦ.

Хабаровская ТЭЦ является паротрубинной теплоэлектроцентралью, топливом является природный газ, камень и бурый уголь. Мощность станции составляет – 435 МВт, тепловая мощность – 1200,2 Гкал/час. Выработка электроэнергии за 2018 год – 1626 млн кВт·ч. Станция включает в себя семь турбоагрегатов, два мощностью 25 МВт, один – 30 МВт, один – 50 МВт, два – 100 МВт, один – 105 МВт. В наличие также имеется также 15 котлоагрегатов и 3 водогрейных котла. Со временем станция достигла высокой степени износа, в связи с этим планируется вывод её из эксплуатации после пуска

Хабаровской ТЭЦ-4, которая планируется на 2025 год.

Комсомольская ТЭЦ является паротрубинной теплоэлектроцентралью, топливо – природный газ. Имеет самую большую мощность среди станций региона. Одна из старейших станций Хабаровского края. Мощность станции – 25 МВт, тепловая мощность – 241 Гкал/час. Станция включает в себя два турбоагрегата, мощностью 10 и 15 МВт, и пять котлоагрегатов. Станция достигла высокой степени износа, в 2025 году планируется вывод из эксплуатации со строительством замещающей котельной.

Амурская ТЭЦ является паротрубинной теплоэлектроцентралью, топливо – природный газ, каменный и бурый уголь. Мощность станции – 285 МВт, тепловая мощность – 1169 Гкал/час. Выработка электроэнергии в 2018 году – 807 млн кВт·ч. Имеется также в наличии 4 водогрейных котла и 9 котлоагрегатов.

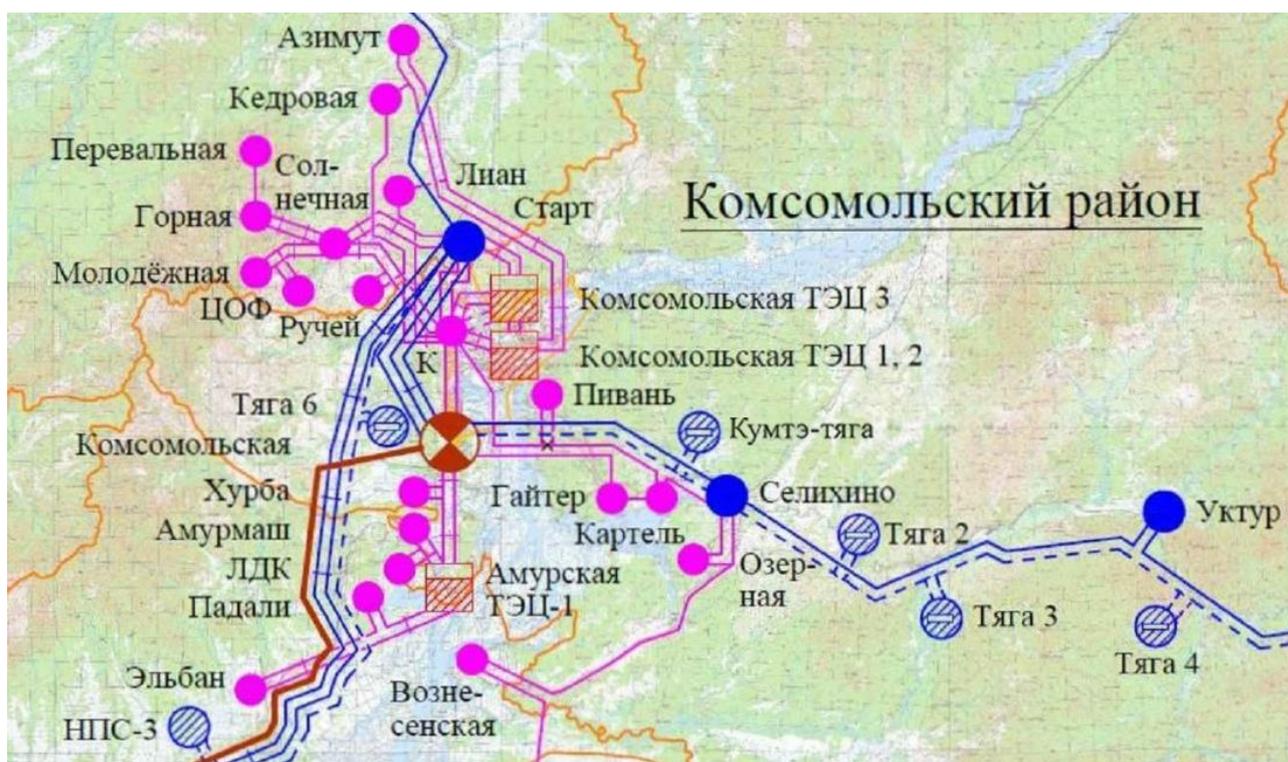


Рисунок 1 – Участок рассматриваемой сети

На данный момент требуемый участок сети состоит из следующих элементов:

Таблица 2 – Характеристика линий электропередачи

№	ЛЭП	Длина, км	Марка провода
220 кВ			
1.	Старт – Комсомольская	22,00	АС-300
2.	Комсомольская – Селихино	32,30	АС-300
3.	Селихино – Уктур	40,24	АСО-300
4.	Уктур – Высокогорная	34,18	АС-300
5.	Старт – НПС – 3	0,59	АС-300
6.	Старт – ЛДК	45,3	АС-300
110 кВ			
7.	Азимут – Комсомольская ТЭЦ 3	28,00	М-70
8.	Азимут – Комсомольская ТЭЦ 1, 2	1,14/3,28	АС-120/М-95
9.	Комсомольская – Пивань	16,14/1,06	М-70/АС-120
10.	Гайтер – Картель	17,57/8,90	АС-120/М-70
11.	Картель – Озерная	8,10/8,28/1,93	АС-120/М-70/М-95
12.	Комсомольская – Амурская ТЭЦ – 1	0,37/18,79	АС-120/М-70
13.	Амурская ТЭЦ - 1 – Эльбан	8,19	М-70
14.	Озерная – Вознесенская	6,30	АСк-120
15.	Комсомольская – Падали	13,88	АСк-120
16.	Комсомольская – Хурба	13,40	АС-95
17.	Хурба - Амурмаш	16,00	АС-95
18.	Амурмаш - ЛДК	0,30	АС-95
19.	ЛДК - Падали	2,03	АС-70
20.	Падали - Эльбан	22,00	АС-70
21.	Азимут - Кедровая	0,92	АС-120
22.	Кедровая - Солнечная	2,84/28,91	АС-150/М-70
23.	Ручей - Солнечная	2,98/22,01	АС-120/М-70
24.	Солнечная - Горная	1,30/7,50	АС-300/АС-240
25.	Горная - Перевальная	0,57	М-70
26.	Солнечная - Молодёжная	15,00	АС-300/АС-240
27.	Солнечная - ЦОФ	12,40	АС-120/М-70
28.	Солнечная - Лиан	17,5/8	М-70
29.	Комсомольская - Гайтер	14,28/4,22	АС-70

Трансформаторы, установленные на станциях и подстанциях рассматриваемого участка сети, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Трансформаторы

Наименование ПС	U,кВ	Марка и мощность трансформатора	Способ присоединения	Вид РУ
ПС Азимут	110	ТДТН-40000/110	Тупиковая	9
ПС Кедровая	110	ТДТН-40000/110	Проходная	9
ПС Лиан	110	ТДТН-40000/110	Проходная	7
ПС Старт	220		Узловая	7
ПС Солнечная	110	ТДТН-40000/110	Узловая	9
ПС Перевальная	110	ТДН-10000/110	Тупиковая	9
ПС Кедровая	110	ТДТН-25000/110	Проходная	9
ПС Молодёжная	110	ТДТН-40000/110	Тупиковая	не тип.
ПС ЦОФ	110	ТДТН-25000/110	Тупиковая	
ПС Речей	110	ТДТН-25000/110	Тупиковая	
ПС Комсомольская	500	АОДЦТН- 0/500/220	Узловая	13
ПС Пивань	110	ТДН-10000/110	Тупиковая	5Н
ПС Хурба	110	ТМН-6300/110	Тупиковая	7
ПС Амурмаш	110	ТМН-6300/110	Тупиковая	9
ПС ЛДК	110	ТМН-6300/110	Тупиковая	9
ПС Падали	110	ТМН-6300/110	Тупиковая	9
ПС Эльбан	110	ТМН-6300/110	Тупиковая	7
ПС Гайтер	110	ТДТН-16000/110	Проходная	не тип.
ПС Картель	110	ТДТН-16000/110	Проходная	
ПС Селихино	220	ТРДЦН-63000/220	Узловая	13Н

Виды РУ:

5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий;

6Н – Треугольник;

7 – Четырехугольник;

9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;

9Н – Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей;

13 – Две рабочие системы шин;

13Н – Две рабочие и обходная системы шин.

В рассматриваемой сети имеются 21 ПС, из них 3 являются тяговыми, которые отрицательно влияют на качество электроэнергии. Большая часть ПС являются двухтрансформаторными, это означает, что в данной сети повышенная надёжность электроснабжения потребителей. По способу присоединения почти все ПС являются тупиковыми, что говорит о хорошей связи между ПС.

Основной источник питания, рассматриваемого энергорайона являются Комсомольская ТЭЦ. И две тепловые станции, Комсомольская ТЭЦ – 1 и Комсомольская ТЭЦ – 2.

Комсомольская ТЭЦ – тепловая паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой и электроэнергии и тепла. Станция работает тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5000-5500 ч. В качестве топлива используется природный газ Сахалинских месторождений. Включает в себя 2 турбоагрегата мощностью 10 и 15 МВт: турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2000 году;

- турбоагрегат № 1 мощностью 10 МВт, в составе турбины Р-10-29/1,2 с генератором МВ-25, введён в 1950 году;
- турбоагрегат № 2 мощностью 15 МВт, в составе турбины Р-12-29/1,2 с генератором Т-2-25-2, введён в 1953 году.

Система охлаждения с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Амур. Мощность станции в энергосистему и выдача электроэнергии происходит через открытые

распределительные устройства напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующем линиям электропередачи:

- КВЛ 220 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Старт;
- ВЛ 220 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Комсомольская ТЭЦ-1;
- ВЛ 220 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Комсомольская ТЭЦ-2;
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Ручей;
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Лиан;
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Солнечная;
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Кедровая;
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Азимут;
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Горная;
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Перевальная;
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Молодёжная;
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС ЦОФ;
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Хурба;
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ — ПС Падали.

Трансформаторы:

- два автотрансформатора АДЦТН-180000/220/110/35 кВ;
- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220/10 кВ;
- два двухобмоточных трансформатора ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- три трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-15000/110/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-5500/110/10 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н Две рабочие и обходная системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 5 линейных. Данное РУ применяется на напряжение 110-220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при наличии присоединений, не допускающих даже

кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы.

### **1.3 Информация о подключаемой подстанции**

Тяговая подстанция Кумтэ транзитная с питающим напряжением 220 кВ, запроектирована по схеме мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

В ОРУ 220 кВ тяговой подстанции предусматривается установка следующего оборудования: элегазовых баковых выключателей 220 кВ, элегазовых трансформаторов тока 220 кВ, разъединителей и ограничителей перенапряжений 220 кВ, элегазовых антирезонансных трансформаторов напряжения 220 кВ.

Важным преимуществом указанного оборудования являются высокая надежность работы и низкие эксплуатационные затраты, т.к. оборудование малообслуживаемое.

Оборудование ОРУ 220 кВ размещается в блоках заводского изготовления.

На тяговой подстанции предусматривается установка двух понижающих трансформаторов серии ТДТНЖ мощностью 40 МВ·А каждый с напряжениями обмоток 230/27,5/11 кВ.

Мощности понижающих трансформаторов определены расчетами.

Режим работы трансформаторов: один – в работе, один – в резерве. Допускается параллельная работа двух трансформаторов - один трансформатор работает на питание шин 27,5 кВ при включенных секционных разъединителях, второй на питание шин РУ 10 кВ. Для безопасного обслуживания подстанции предусматривается схема электромагнитного блокирования. Цепи оперативной блокировки разъединителей ОРУ 220 кВ получают питание от блока СН

постоянного тока ( $\pm$  ШБ). На подстанции предусматривается программная электромагнитная блокировка.

ОРУ-27,5 кВ представляет собой одну рабочую, секционированную разъединителями, и обходную системы шин. К шинам 27,5 кВ подключаются вводы от понижающих трансформаторов Т1 и Т2, фидера контактной сети, трансформаторы напряжения и обходной выключатель.

Оборудование ОРУ 27,5 кВ размещается в блоках 27,5 кВ, устанавливаемых на открытой части тяговой подстанции. Цепь отсоса выполняется из трех параллельно включенных элементов: воздушной отсасывающей линии, заземляющего устройства подстанции и рельсов подъездных тупиков.

Всего будет два распределительных устройства (10 кВ и 10 кВ ЛЭП АБ):

РУ 10 кВ представляет собой секционированную выключателем систему шин с питанием от понижающих трансформаторов Т1 и Т2. РУ 10 кВ предназначено для электроснабжения: – фидеров нетяговых потребителей (ЛЭП ПЭ); – фидеров районных потребителей (резерв); – трансформаторов собственных нужд; Оборудование РУ 10 кВ размещается в модулях со шкафами одностороннего обслуживания. Шкафы укомплектованы вакуумными выключателями 10 кВ, однофазными трансформаторами тока с литой изоляцией 10 кВ и трехфазными антирезонансными трансформаторами напряжения с литой изоляцией 10,5 кВ. Для защиты от перенапряжений оборудования, устанавливаемого в модульном РУ 10 кВ, используются ограничители перенапряжений 10 кВ.

В шкафах фидеров 10 кВ устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛК, для контроля тока нулевой последовательности и выполнения защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Для снижения электромагнитного влияния контактной сети переменного тока на ЛЭП ПЭ 10 кВ, располагаемой на опорах контактной сети с полевой стороны, на тяговой

подстанции предусматривается установка устройств снижения электромагнитного влияния типа УСЭВ-25/10. Устройства размещаются в модуле на открытой части подстанции.

Питание ЛЭП АБ осуществляется напряжением 10 кВ от шин собственных нужд переменного тока 400/230 В через сухой повышающий трансформатор серии ТС мощностью 400 кВ·А с напряжениями обмоток 10,5/0,4 кВ. Оборудование РУ 10 кВ ЛЭП АБ размещается в модуле со шкафами одностороннего обслуживания. Шкафы укомплектованы вакуумными выключателями 10 кВ, трансформаторами тока с литой изоляцией 10 кВ и трехфазными антирезонансными трансформаторами напряжения с литой изоляцией 10,5 кВ. Для защиты от перенапряжений оборудования, устанавливаемого в модульном РУ 10 кВ ЛЭП АБ, используются ограничители перенапряжений 10 кВ. В шкафах фидеров 10 кВ ЛЭП АБ устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛК, для контроля тока нулевой последовательности и выполнения защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

#### **1.4 Расчет электрических нагрузок**

На данном этапе целью является расчет вероятностно-статистических характеристик нагрузок и прогноз этих нагрузок.

Состояние электрической сети постоянно изменяются из-за многих факторов, например, из-за изменения величин нагрузки, что связано с отключением и включением электроприемников или изменения режима их работы. Электрические нагрузки фиксируют во время контрольных замеров – два раза в год.

Так как в качестве исходной информации об нагрузке известна только максимальная мощность в день контрольных замеров и информация по ГЭН потребителей неизвестна, то для расчета примем, что коэффициент летнего

снижения равен  $K_L = 0,73$ , коэффициент заполнения  $K_3 = 0,5$ , а коэффициент максимума  $K_{max} = 1,2$ .

Коэффициент формы определяется по формуле:

$$k_\phi = \sqrt{\frac{1+2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} = 1,145 \quad (1)$$

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (2)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_\phi, \quad (3)$$

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

$k_{max}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_\phi$  – коэффициент формы, равный 1,1.

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

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

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

Результат расчета текущих вероятностно-статических характеристик нагрузок и вероятностных коэффициентов в зимний и летний период, представлен в таблице 4.

Таблица 4 — Вероятностные характеристики

Наименование подстанции	Время года	Р <sub>мах</sub> , МВт	Р <sub>ср</sub> , МВт	Р <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>мах</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , МВт
Ручей	Зима	67,85	39,91	47,9	21,55	17,96	21,01
	Лето	57,67	33,92	40,71	18,32	15,26	17,86
Молодёжная	Зима	30,45	17,91	21,5	9,67	8,06	9,43
	Лето	25,88	15,22	18,27	8,22	6,85	8,01
Комсомольская ТЭЦ 3	Зима	342,97	201,75	242,1	108,95	90,78	106,22
	Лето	291,52	171,48	205,79	92,60	77,16	90,28
Пивань	Зима	30,45	17,91	21,5	9,67	8,06	9,43
	Лето	25,88	15,22	18,27	8,22	6,85	8,01
Хурба	Зима	4,95	2,91	3,5	1,57	1,31	1,53
	Лето	4,21	2,47	2,975	1,33	1,11	1,30
Падали	Зима	0,99	0,58	0,7	0,29	0,24	0,28
	Лето	0,84	0,49	0,595	0,24	0,20	0,24
ЦОФ	Зима	67,85	39,91	47,9	21,55	17,96	21,01
	Лето	57,67	33,92	40,71	18,32	15,26	17,86
Лиан	Зима	342,97	201,75	242,1	108,95	90,78	106,22
	Лето	291,52	171,48	205,79	92,60	77,16	90,28
Солнечная	Зима	188,41	110,83	133	57,19	47,65	55,76
	Лето	160,15	94,20	113,05	48,61	40,51	47,39
Кедровая	Зима	16,71	9,83	11,8	4,95	4,13	4,83
	Лето	14,20	8,35	10,03	4,21	3,51	4,10
Азимут	Зима	13,6	8	9,6	4,03	3,36	3,93
	Лето	11,56	6,8	8,16	3,42	2,85	3,34
Гайтер	Зима	18,41	10,83	13	5,85	4,87	5,70
	Лето	15,65	9,20	11,05	4,97	4,14	4,84
Озерная	Зима	9,49	5,58	6,7	3,015	2,51	2,93
	Лето	8,06	4,74	5,69	2,56	2,13	2,49
Вознесенская	Зима	13,6	8	9,6	4,128	3,44	4,0248
	Лето	11,56	6,8	8,16	3,5088	2,924	3,4211
ЛДК	Зима	8,21	4,83	5,8	2,61	2,17	2,54
	Лето	6,98	4,10	4,93	2,21	1,84	2,16

Амурмаш	Зима	2,3	1,91	3,25	1,03	0,86	1,00
	Лето	1,95	1,62	2,76	0,87	0,73	0,85
Горная	Зима	0,50	0,42	0,48	0,20	0,17	0,19
	Лето	0,43	0,35	0,41	0,17	0,14	0,16

### 1.5 Анализ установившихся режимов существующей сети

Функционирующая электрическая сеть Хабаровского края сформирована на напряжения 500, 220, 110, 35 кВ. Общая длина линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше в Хабаровском составляет 8756 км (по цепям), включая ВЛ 500 кВ — 1071 км, ВЛ 220 кВ — 2335 км, ВЛ 110 кВ — 3185 км, ВЛ 35 кВ — 2165 км.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое ее параметрами в заданный момент времени. Расчет режимов работы электроэнергетической системы является обязательной частью проектирования электрических сетей. Исходя из результатов расчета получают параметры режима, такие как: потоки активной и реактивной мощности в элементах сети, потери мощности и энергии, уровни напряжения, токи и т.д.

Изучив параметры разных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных), можно заранее обнаружить слабые места в сети при различных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В данной выпускной квалификационной работе для расчета режимов использован ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3, требуется рассчитать параметры элементов электрической сети: линий, трансформаторов и т.д., такие как, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации. Расчет вышеперечисленных параметров приведён в приложении А.

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, модулем и напряжением, а также пределами выработки и потреблением реактивной мощности. Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

Расчет производится для части энергосистемы Хабаровского края, включающей в себя Комсомольскую ТЭЦ, и Амурская ТЭЦ, подстанции 220 кВ: Старт, Падали, Хурба, подстанции 110 кВ: ЦОФ, Горная, Лиан, Гайтер, и подстанцию 500/220/10 кВ Комсомольская.

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

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (5)$$

где  $r_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (6)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (7)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (8)$$

где  $g_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (9)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (10)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (11)$$

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (12)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (13)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторные узлы можно задать несколькими способами. В данном проекте они задаются активной мощностью, заданным модулем напряжения, а

также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел задается модулем напряжения.

Расчет параметров ветвей производится по [2].

Параметры ветвей и узлов приведены в таблицах 6,7.

Таблица 5 – Параметры узлов сети (зима)

Тип	№	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, МВар	Pг, МВт	Qг, МВар	Uзд, кВ	Qmin, МВар	Qmax, МВар
Нагр	1	АТЭЦ ВН 220	220	21,5	10,66	0	0	0	0	0
Нагр	2	Комсомольская ТЭЦ - 1 110	110	242,1	100,8	0	0	0	0	0
Нагр	3	Старт 220	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	4	Селехино 220	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	Горин 110	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	6	Лиан 110	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	7	Падали 110	110	238,3	80,4	0	0	0	0	0
Нагр	8	Картель 110	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	9	ЛДК	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	10	Гайтер	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	11	Озерная	110	0,7	0,29	0	0	0	0	0
Нагр	12	Уктур	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	13	Амурмаш	110	47,9	21,5	0	0	0	0	0
Нагр	14	Ручей	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	15	Перевальная 110	110	0	0	0	0	0	0	0
База	16	Комсомольская ТЭЦ	500	0	0	162,7	78,8	0	0	0
Нагр	17	Лозовая СН 220	220	2	0,8	0	0	0	0	0
Нагр	19	Вознесенская	110	0	0	0	0	0	0	0

Параметры линий рассчитываются по следующим формулам:

Активное сопротивление:

$$R_{ij} = r_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (14)$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_{ij} = x_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (15)$$

Емкостная проводимость на землю:

$$B_{ij} = -b_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (16)$$

Для протяженных линий 500 кВ также учитываются потери на коронирование, которые моделируются активной проводимостью на землю:

$$G_{ij} = g_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (17)$$

Удельные параметры линий находим согласно значений, указанных в справочных материалах «Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1) Электроэнергетические системы и сети».

Расчет покажем на примере линии ПС Селехино – ПС Озерная:

$$R_{ij} = 0,098 \cdot 40,24 = 3,94 \text{ Ом};$$

$$X_{ij} = 0,429 \cdot 40,24 = 17,26 \text{ Ом};$$

$$B_{ij} = -2,64 \cdot 40,24 = -106,23 \text{ мкСм};$$

$$G_{ij} = 0,0141 \cdot 40,24 = 5,67 \text{ мкСм};$$

Параметры трансформаторов определяются по каталожным данным на каждый трансформатор. Результат расчета по ветвям представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры ветвей сети (зима)

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Кт, о.е.
Тр-р	1	4	0,28	30,41	2,36	18,75	1
Тр-р	1	5	0,28	30,41	2,36	18,75	1
Тр-р	4	2	0,28	1,29	0	0	0,526
Тр-р	5	2	0,28	1,29	0	0	0,526
Тр-р	2	10	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	2	11	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	2	12	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	1	6	1,4	51,5	2,31	10,67	0,0433
Тр-р	2	8	0,37	12,3	8,2	46,9	0,0867
Тр-р	2	9	0,37	12,3	8,2	46,9	0,0867
ЛЭП	1	13	4,439	19,433	6,387	-119,52	0
Тр-р	13	16	1,43	104,11	0,85	5,89	1
Тр-р	13	17	1,43	104,11	0,85	5,89	1
Тр-р	16	14	1,43	11,66	0	0	0,526
Тр-р	17	14	1,43	11,66	0	0	0,526
Тр-р	16	15	1,43	195,64	0	0	0,028
Тр-р	17	15	1,43	195,64	0	0	0,028
ЛЭП	13	18	0,578	0,025	0,008	-1,557	0
ЛЭП	18	19	3,387	14,7	0,496	-90,23	0
ЛЭП	19	20	3,94	17,3	0,576	-106,23	0
Тр-р	20	24	0,49	48,66	1,60	11,70	1
Тр-р	21	25	0,49	48,66	1,60	11,70	1
Тр-р	24	21	0,49	2,05	0	0	0,526
Тр-р	25	21	0,49	2,05	0	0	0,526

Тр-р	21	26	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	21	27	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	26	22	0,82	0	0	0	0,334
Тр-р	27	22	0,82	0	0	0	0,334
Тр-р	26	23	0,82	20,64	0	0	0,095
Тр-р	27	23	0,82	20,64	0	0	0,095
ЛЭП	20	29	3,16	13,8	164,7	-85,2	0
Тр-р	31	30	0,48	112,99	0	0	0,021
ЛЭП	29	32	2,16	9,43	112,2	-58,1	0

Для сокращения количества переменных в задаче расчета режима электрической сети приведём подстанции 110 кВ к высокой стороне, с учетом нагрузочных потерь трансформаторов.

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности надежного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме всё необходимое оборудование находится в работе. Нагрузки в данном режиме являются максимальными.

Анализ режима в ПВК RastrWin 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети.

Таблица 7 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Марка и сечение	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -5 °С, А	Токовая загрузка $I/I_{\text{длт}}$ , %
Азимут – Кедровая 110	АС-300	47	710	1011,75	4
Кедровая Солнечная 220	АС-300	38	710	1011,75	4
Азимут Лиан 110	АС-300	27	710	1011,75	3
Азимут Старт 110	АС-300	382	710	1011,75	37
Горин – Старт 110	АС-300	109	710	555,75	22
Солнечная – Ручей 110	АС-120	250	375	555,75	45
Солнечная – Молодёжная 110	АС-120	254	375	641,25	40
Солнечная – Комсомольская 220	АС-240	255	610	555,75	46
Комсомольская – Пивань 110	АС-240	164	610	555,75	30
Пивань – Гайтер 110	АС-120	33	375	555,75	6

Гайтер – Картель 110	АС-120	52	375	555,75	9
Селихино – Озерная 110	АС-120	22	375	555,75	4
Комсомольская – Гайтер 110	АС-120	40	375	555,75	7
Гайтер – Хурба 110	АС-120	160	375	555,75	28
Хурба – Амурмаш 110	АС-120	174	375	470,25	37
Амурмаш – ЛДК 110	АС-70	117	265	555,75	21
Моложёная – ЦОФ 110	М-70	88	354	377,625	23
Цоф – Ручей 110	АСК-120	97	375	534,375	18

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы. Суммарные потери активной мощности на участке составляют 19,84 МВт. Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки.

По приведенным данным, полученным в результате анализа пропускной способности видно, что в нормальном режиме перегруженные линии отсутствуют. Самой загруженной линией является ВЛ 110 Солнечная – Комсомольская 220 с сечением АС-300, значение максимального тока, протекающего по линии, составляет 255 А, что составляет 42,08 % от длительного допустимого тока при данной температуре.

В качестве послеаварийного был рассмотрен режим, в котором была отключена самая загруженная линия ВЛ 110 Солнечная – Комсомольская 22. При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся в допустимых пределах.

В данном режиме «узким местом» является участок сети Пивань – Гайтер 110. Максимальный ток, протекающий по участку составляет 192 А, при длительным допустимым током 330 А при температуре минус 20 градусов цельсия, нагрузка 45,05 %.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме 23,74 МВт, что составляет 4% от общей мощности нагрузки. Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Исходя из результатов расчета нормальных режимов приходим к выводу, что токи в линиях не превышают длительно допустимые токи для данных сечений. На данный момент данная электрическая сеть отвечает требованиям надежного электроснабжения потребителей, поэтому мы можем осуществить подключение ПС «Кумтэ-тяговая» к данной сети.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Проект реконструкции электрической сети предполагает использование различных вероятностных характеристик с целью выбора оборудования и оценки уровней потерь мощности. Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (18)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{ф}, \quad (19)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС;

$k_{max}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_{ф}$  – коэффициент формы, равный 1,17.

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

$$P_{max.прогн} = P_{max} \cdot (1+\varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (20)$$

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1+\varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (21)$$

$$P_{эф.прогн} = P_{эф} \cdot (1+\varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (22)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{\text{прогн}}$  – год, на который определяется электрическая нагрузка:

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

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются как:

$$Q = P \cdot \text{tg}\varphi, \quad (23)$$

где  $\text{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведётся по следующему алгоритму:

1- Производится определение мощностей.

2- Рассчитываются прогнозируемые величины.

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Microsoft office excel.

Внесем в таблицу 8 и 9 вероятностные характеристики ПС и вероятностные прогнозируемые характеристики ПС.

Таблица 8 – Прогнозируемые вероятностные характеристики ПС.

Наименование подстанции	Время года	$P_{\text{max}}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , МВт	$Q_{\text{эф}}$ , МВт
Лиан	Зима	12,65	10,54	12,20	5,06	4,22	4,88
	Лето	10,75	8,96	10,37	4,30	3,58	4,15
Старт	Зима	11,09	9,24	10,69	4,43	3,70	4,28
	Лето	9,42	7,85	9,09	3,77	3,14	3,63
Горин	Зима	16,87	14,06	16,27	6,75	5,62	6,51
	Лето	14,34	11,95	13,83	5,74	4,78	5,53
Уктур	Зима	9,16	7,63	8,83	3,66	3,05	3,53
	Лето	7,78	6,49	7,51	3,11	2,59	3,00
Селехино	Зима	13,38	11,15	12,90	5,35	4,46	5,16
	Лето	11,37	9,47	10,96	4,55	3,79	4,38
Хурба	Зима	12,77	10,64	12,32	5,11	4,26	4,93
	Лето	10,86	9,05	10,47	4,34	3,62	4,19

Продолжение таблицы 8

Молодёжная	Зима	60,73	50,61	58,56	24,29	20,24	23,42
	Лето	51,62	43,02	49,77	20,65	17,21	19,91
Комсомольская 500	Зима	89,53	74,61	86,32	35,81	29,84	34,53
	Лето	76,10	63,42	73,37	30,44	25,37	29,35
Хурба	Зима	2,41	2,01	2,32	0,96	0,80	0,93
	Лето	2,05	1,71	1,98	0,82	0,68	0,79
Амурмаш	Зима	213,6	178,54	206,57	85,44	71,42	82,63
	Лето	182,11	151,76	175,59	72,84	60,70	70,23
ЛДК	Зима	12,65	10,54	12,20	5,06	4,22	4,88
	Лето	10,75	8,96	10,37	4,30	3,58	4,15
Падали	Зима	11,09	9,24	10,69	4,43	3,70	4,28
	Лето	9,42	7,85	9,09	3,77	3,14	3,63
Эльбан	Зима	16,87	14,06	16,27	6,75	5,62	6,51
	Лето	14,34	11,95	13,83	5,74	4,78	5,53
Картель	Зима	9,16	7,63	8,83	3,66	3,05	3,53
	Лето	7,78	6,49	7,51	3,11	2,59	3,00
Гайтер	Зима	5,90	4,92	5,69	2,36	1,97	2,28
	Лето	5,02	4,18	4,84	2,01	1,67	1,94
Озерная	Зима	0,60	0,50	0,58	0,24	0,20	0,23
	Лето	0,51	0,43	0,49	0,20	0,17	0,20
Перевальная	Зима	2,41	2,01	2,32	0,96	0,80	0,93
	Лето	2,05	1,71	1,98	0,82	0,68	0,79
ЦОФ	Зима	3,13	2,61	3,02	1,25	1,04	1,21
	Лето	2,66	2,22	2,57	1,07	0,89	1,03
Ручей	Зима	6,39	5,32	6,16	2,55	2,13	2,46
	Лето	5,43	4,52	5,23	2,17	1,81	2,09
Солнечная	Зима	2,89	2,41	2,79	1,16	0,96	1,12
	Лето	2,46	2,05	2,37	0,98	0,82	0,95
Азимут	Зима	28,20	23,50	27,19	11,28	9,40	10,87
	Лето	23,97	19,97	23,11	9,59	7,99	9,24

В данной выпускной квалификационной работе требуется произвести реконструкцию сети Хабаровского края, с учётом подключения подстанции «Кумтэ-тяговая»

Вероятностные характеристики для этой подстанции внесем в таблицу 9

Таблица 9 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС.

Наименование подстанции	Время года	Прогнозируемые нагрузки							
		$P_{max}$ , МВт	$P_{ср}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$Q_{max}$ , МВт	$Q_{ср}$ , МВт	$Q_{эф}$ , МВт	$Q_{min}$ , МВт
Кумтэ-тяговая	Зима	40,64	36,53	39,90	35,37	10,34	8,62	10,09	6,03
	Лето	38,944	35,45	38,67	34,21	8,79	7,33	8,57	5,13

Далее следует определить необходимость в строительстве ПС «Кумтэ-тяговая», смоделировав нормальный и послеаварийный режим проектируемой сети с учётом прогнозируемых нагрузок. Во время расчёта распределим нагрузку между существующими подстанциями ПС 110 Пивань и ПС 220 Селихино.

ПС «Кумтэ-тяговая», суммарная мощность  $P_{max} = 20,14$  МВт, увеличение нагрузки ПС 220 Селихино, суммарная мощность  $P_{max} = 10,43$  МВт.

Для расчета режимов использован ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3.

Таблица 10 – Параметры узлов сети (зима прогнозируемые нагрузки)

Тип	№	Название	$U_{ном}$ , кВ	$P_N$ , МВт	$Q_N$ , МВар	$P_G$ , МВт	$Q_G$ , МВар	$U_{зд}$ , кВ	$Q_{min}$ , МВар	$Q_{max}$ , МВар
Нагр	1	ПС Горин 220	220	27,6	11	0	0	0	0	0
Нагр	2	ПС Азимут 110	110	252	100,8	0	0	0	0	0
Нагр	4	ПС Старт 220	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	ПС Селихино220	220	0	0	0	0	0	0	0
Ген	6	АТЭС г8	10	8	8,9	89	38,34	10	-1000	1000

Продолжение таблицы 10

Ген	8	АТЭЦ г6	10	9,5	7,9	91	167,95	10	-1000	1000
Нагр	13	ПС Уктур 220	220	52,84	21,13	0	0	0	0	0
Нагр	14	ПС Пивань 110	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	16	ПС Солнечная 110	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	17	ПС Высокогорная 220	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	18	ПС ЦОФ 110	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	19	ПС Ручей 110	110	1,08	0,43	0	0	0	0	0
Нагр	20	ПС Гайтер	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	21	ПС Широкая СН	110	60,7	24,3	0	0	0	0	0
Нагр	24	ПС Горная	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	25	ПС Кедровая	220	0	0	0	0	0	0	0
База	28	ПС Комсомольская	500	89,53	35,81	32,33	124,01	0	0	0
Нагр	29	ПС Солнечная	220	2,41	0,96	0	0	0	0	0

Таблица 11 – Параметры ветвей сети (зима прогнозируемые нагрузки)

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Кт, о.е.
Тр-р	1	4	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	1	5	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	4	2	0,82	0	0	0	0,334
Тр-р	5	2	0,82	0	0	0	0,334
Тр-р	2	10	0,82	20,64	0	0	0,095
Тр-р	2	11	0,82	20,64	0	0	0,095
Тр-р	2	12	3,16	13,8	164,7	-85,2	0
Тр-р	1	6	1,4	51,5	2,31	10,67	0,0433
Тр-р	2	8	0,37	12,3	8,2	46,9	0,0867
Тр-р	2	9	0,37	12,3	8,2	46,9	0,0867

Продолжение таблицы 11

ЛЭП	1	13	4,439	19,433	6,387	-119,52	0
Тр-р	13	16	1,43	104,11	0,85	5,89	1
Тр-р	13	17	1,43	104,11	0,85	5,89	1
Тр-р	16	14	1,43	11,66	0	0	0,526
Тр-р	17	14	1,43	11,66	0	0	0,526
Тр-р	16	15	1,43	195,64	0	0	0,028
Тр-р	17	15	1,43	195,64	0	0	0,028
ЛЭП	13	18	0,578	0,025	0,008	-1,557	0
ЛЭП	18	19	3,387	14,7	0,496	-90,23	0
ЛЭП	19	20	3,94	17,3	0,576	-106,23	0
Тр-р	20	24	0,49	48,66	1,60	11,70	1
Тр-р	20	25	0,49	48,66	1,60	11,70	1
Тр-р	24	21	0,49	2,05	0	0	0,526
Тр-р	25	21	0,28	30,41	2,36	18,75	1
Тр-р	21	26	0,28	30,41	2,36	18,75	1
Тр-р	21	27	0,28	1,29	0	0	0,526
Тр-р	26	22	0,28	1,29	0	0	0,526
Тр-р	27	22	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	26	23	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	27	23	0,82	35,53	3,25	17,85	1
ЛЭП	20	29	0,28	30,41	2,36	18,75	1

Таблица 12 – Токовая нагрузка трансформаторов (прогнозируемые нагрузки)

N нач	N кон	Название	I нач	Место	Идоп_25 ДДТН	I/Идоп
1	4	АТЭЦ ВН 220 - АТЭЦ нейтр АТ1	248	ВН	502	49,5
1	5	АТЭЦ ВН 220 - АТЭЦ нейтр АТ2	248	ВН	502	49,5
13	16	Горин 2 ВН - Б2 Нейтр АТ1	148	ВН	158	94,0
13	17	Горин 2 ВН - Б2 Нейтр АТ2	148	ВН	158	94,0
16	14	Б2 Нейтр АТ1 - Кедровая 2 СН	131	ВН	268	49,1
17	14	Б2 Нейтр АТ2 - Кедровая 2 СН	131	ВН	268	49,1
20	24	Горная ВН - Гор нейт АТ1	181	ВН	314	57,7

20	25	Горная ВН - Гор нейт АТ2	181	ВН	314	57,7
24	21	Гор нейт АТ1 - Горная СН	180	ВН	563	32,0
25	21	Гор нейт АТ2 - Горная СН	180	ВН	563	32,0
32	35	ПаГРЭС ВН 220 - ПГРЭС Нейт АТ1	134	ВН	314	42,9
32	36	ПаГРЭС ВН 220 - ПГРЭС Нейт АТ2	134	ВН	314	42,9
35	33	ПГРЭС Нейт АТ1 - ПаГРЭС СН 110	135	ВН	635	21,3
36	33	ПГРЭС Нейт АТ2 - ПаГРЭС СН 110	135	ВН	635	21,3
28	31	Комсомольская ВН 500 - Нейт АТ1 Комсомольская	83	ВН	335	24,9
31	29	Нейт АТ1 Ручей - Ручей СН 220	81	ВН	725	11,2
18	57	ПС Селихино ВН - Нейт Т1 Селихино	92	ВН	100	92,4
18	58	ПС Селихино ВН - Нейт Т1 Селихино	92	ВН	100	92,4

Таблица 13 – Токовая нагрузка ЛЭП (прогнозируемые нагрузки)

Участок	Марка и сечение	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -5 °С, А	Токовая нагрузка $I/I_{\text{длт}}$ , %
ПС Старт – ПС Комсомольская 550	АС-300	260	710	1011,75	25,7
ПС Азимут – ПС Лиан	АС-300	81	710	1011,75	8,1
ПС Горин - ПС Старт 220	АС-300	81	710	1011,75	8,1
Кедровая – Солнечная 110	АС-300	297	710	1011,75	29,5
Солнечная - Горная 220	АС-300	269	710	1011,75	26,7
АТЭЦ СН – ЦОФ/Т 110	АС-120	415	375	869,25	47,8
Солнечная - Горная 110	АС-120	371	375	534,37	69,5
Пивань - Гайтер 110	АС-240	316	610	869,25	36,4
Гайтер - Картель СН 110	АС-240	184	610	504,45	36,6
Комсомольская – Хурба	АС-120	61	375	534,37	11,5
Хурба – Амурмаш 110	АС-120	114	375	534,37	21,5
Амурмаш – ЛДК 110	АС-120	69	375	534,37	13,1
ЛДК – Падали 110	АС-120	25	375	534,37	4,8
Падали – Эльбан 110	АС-120	309	375	534,37	57,8
Селехино 220 – Озерная 110	АС-120	350	375	534,37	65,6
Селихино - Уктур 220	АС-70	127	265	377,62	33,8

## 2.2 Разработка вариантов конфигурации подключения ПС

Вариант номер 1 подразумевает врезку в существующую линию электропередач ПС Комсомольская – ПС Селихино 220кВ

Вариант 2 осуществляется путём строительства новой линии ПС Комсомольская и ПС Кумтэ-тяговая 220 кВ. Подключение линии в данном варианте происходит в РУ СН.



устанавливаемого в модульном РУ 10 кВ, используются ограничители перенапряжений 10 кВ.

В шкафах фидеров 10 кВ устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛК, для контроля тока нулевой последовательности и выполнения защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

Для снижения электромагнитного влияния контактной сети переменного тока на ЛЭП ПЭ 10 кВ, располагаемой на опорах контактной сети с полевой стороны, на тяговой подстанции предусматривается установка устройств снижения электромагнитного влияния типа УСЭВ-25/10. Устройства размещаются в модуле на открытой части подстанции.

#### **2.4 Выбор номинального напряжения**

После того как выбрали конфигурацию сети, надо провести технический анализ.

Важными показателями, показывающие величину номинального напряжения, является активная мощность, проходящая по линии и длина линии.

Значение номинального напряжения сети можно определить по эмпирической формуле Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (24)$$

где  $l$  – длина участка, км;

$P$  – поток мощности на участке, МВт.

Таблица 14 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС

Вариант подключения ПС «Кумтэ-тяговая»	Участок сети	Рациональные напряжение, кВ	Класс номинального напряжения, кВ
1	2	3	4
Вариант 1	Врезка в линию ПС Комсомольская - ПС Селихино	156,06	220
Вариант 2	Строительство новой ЛЭП ПС Комсомольская – ПС Кумтэ-тяговая 220 кВ	198,06	220

Для осуществления варианта 1 необходимо будет повысить сечение линии на участке сети ПС Комсомольская- отпайка ПС Селихино

Для двух вариантов проектирования класс номинального напряжения составит 220 кВ.

## 2.5 Компенсация реактивной мощности

Так как отсутствие КРМ приводит к увеличению потоков реактивной мощности в сети, а также к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей, росту тарифов (что невыгодно для потребителя), росту потерь (что невыгодно для энергетических предприятий), снижению управляемости режимами работы сетей, в сети необходимо проводить КРМ.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. Определим требуемую мощность КУ:

$$Q_{КУi} = P_{\max} \cdot (tg\varphi_{зadи} - tg\varphi_p), \quad (13)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная мощность, МВт;

$tg\varphi_{\text{зад}i}$  – фактический коэффициент реактивной мощности;

$tg\varphi_p$  – допустимый коэффициент реактивной мощности, установленный

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [16].

Принимаем  $tg\varphi_p = 0,4$ .

Так как  $tg\varphi_{\text{зад}i} - tg\varphi_p = 0$ , то компенсация реактивной мощности не требуется.

## **2.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов указанной в ПС**

На тяговой подстанции предусматривается установка двух понижающих трансформаторов серии ТДТНЖ мощностью 40 МВ·А каждый с напряжениями обмоток 230/27,5/11 кВ.

Мощности понижающих трансформаторов определены расчетами.

Режим работы трансформаторов: один – в работе, один – в резерве. Допускается параллельная работа двух трансформаторов - один трансформатор работает на питание шин 27,5 кВ при включенных секционных разъединителях, второй на питание шин РУ 10 кВ.

Для безопасного обслуживания подстанции предусматривается схема электромагнитного блокирования. Цепи оперативной блокировки разъединителей ОРУ 220 кВ получают питание от блока СН постоянного тока ( $\pm$  ШБ). На подстанции предусматривается программная электромагнитная блокировка.

В соответствии с указаниями ЦЭ ОАО «РЖД» линейные разъединители и разъединитель ремонтной перемычки ОРУ 220 кВ предусматриваются с электродвигательными приводами.

Для выбора данного трансформатора было необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нески}^2}}{n \cdot K_3} \quad (27)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

$P_{cpi}$  – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{нески}$  – некомпенсированная мощность в зимний период.

$S_{p \text{ Кумтэ}} = 38,53$  МВА.

Выбираем два трансформатора ТДТНЖ -40000 230/27,5/11 кВ.

После определения с выбором трансформатора его требуется проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}} \quad (28)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

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

В таблице 16 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме.

Таблица 16 – Выбор силовых трансформаторов

Название ПС	$S_{тр,расч}$ , МВА	Тип трансформатора	$S_{тр}$ , МВА	$P_{ср}$ , МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Кумтэ-тяговая	35,056	ТДТНЖ -40000 230/27,5/11	40	36,53	0,567	1,134

Самый оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ( $0,5 \leq K_{зр} \leq 0,75$ ); в послеаварийном режиме ( $1 \leq K_{з.па} \leq 1,4$ ).

Можно сделать вывод, что данные коэффициенты загрузки соответствуют требуемым значениям, с учётом этого принято решение о выборе этого трансформатора.

### 3.6 Технико-экономическое сравнение вариантов

Расчет производился автоматизированным способом в MS Excel по следующему алгоритму, расчет по сравниваемым вариантам приведен в приложении Ж. Основные показатели определены согласно [27].

Выбор оптимального варианта электрической сети осуществляется по минимуму дисконтированных затрат. Формула для их расчета представлена ниже:

$$Z = \sum_{t=0}^{T_{расч}} (K_t + I_t + K_d) \cdot \frac{1}{(1 + E_{н.д})^t} \rightarrow \min, \quad (14)$$

где  $K_t$  – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс.руб;

$K_d$  - затраты на демонтаж оборудования.

$E_{н.д}$  - норма дисконта, принимаем равной 10 %;

$T_{расч}$  - расчетный период, принимаем равным 20 годам;

Капитальные вложения определяются по следующей формуле:

$$K_t = K_{лэп} + K_{пс}; \quad (15)$$

$K_{лэп}$  – капиталовложения на сооружение ЛЭП, тыс.руб;

$K_{пс}$  – капиталовложения на строительство и реконструкцию ПС, тыс. руб.

$$K_{лэп} = \sum_1^N K_0 \cdot L_{лэп} \cdot K_{инф} \cdot K_p; \quad (16)$$

где  $K_0$  – удельные капиталовложения на строительство одного километра ЛЭП тыс.руб;

$L_{лэп}$  – длина участка ВЛ, км;

$N$  - количество ЛЭП;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции, принимаем равным 5,91; [34]

$K_p$  – районный коэффициент, принимаем равным 1,15;

$$K_{пс} = (K_{оруд} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост}) \cdot K_{инф} \cdot K_p; \quad (17)$$

где  $K_{оруд}$  – капиталовложения в распределительные устройства, тыс. руб;

$K_{тр}$  – капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб;

$K_{ку}$  – капиталовложения в компенсирующие устройства, тыс. руб. Так как выбор дополнительных КУ не требуется данная величина равна нулю;

$K_{пост}$  – постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс. руб.

$$I_t = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}; \quad (18)$$

где  $I_{AM}$  – амортизационные отчисления в год, тыс. руб;

$I_{ЭКС}$  – эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

$I_{\Delta W}$  – расходы на потери электроэнергии в сети в год, тыс. руб.

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ.ПС}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛ.ВЛ}} + \frac{K_{КЛ}}{T_{СЛ.КЛ}}; \quad (19)$$

где  $T_{СЛ.ПС}$  – средний срок службы оборудования подстанций, принимаем равным 20 годам;

$T_{СЛ.ВЛ}$  – средний срок службы воздушных линий, принимаем равным 15 годам;

$T_{СЛ.КЛ}$  – средний срок службы кабельных линий, принимаем равным 30 годам;

$$I_{ЭКС} = K_{ПС} \cdot a_{ПС} + K_{ВЛ} \cdot a_{ВЛ} + K_{КЛ} \cdot a_{КЛ}; \quad (20)$$

где  $a_{ПС} = 0,059$  – ежегодные нормы отчислений на обслуживание ПС;

$a_{ВЛ} = 0,008$  – ежегодные нормы отчислений на обслуживание ВЛ;

$a_{КЛ} = 0,025$  – ежегодные нормы отчислений на обслуживание КЛ;

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле [10]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (21)$$

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери электроэнергии в схеме,  $кВт \cdot ч$ ;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, принимаем  $2,71 \text{ руб} / кВт \cdot ч$ ;

Потери в сети были рассчитаны в ПК RastrWin 3, результат представлен в таблице 20. Графики частных дисконтированных затрат и расчет капиталовложений по вариантам приведен в приложении Ж.

Таблица 20 – Приведенные затраты

Варианты развития	Капиталовложения требуемые на сооружение и реконструкцию $K_{ПС}$ , тыс.руб	Издержки на потери электроэнергии $I_{\Delta W}$ , тыс.руб	Дисконтированные затраты $Z$ через 20 лет, тыс.руб
1	1596187	159537,7	5419075,6
2	991991	160269,4	5043830,4

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{5419075,6 - 5043830,4}{5419075,6} \cdot 100 = 6,92 \%$$

Если дисконтированные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где  $Z$  меньше. Если нет, то выбираем вариант где  $I_{\Delta W}$  меньше.

К дальнейшему рассмотрению выбираем вариант № 2, Строительство новой ЛЭП ПС Комсомольская – ПС Кумтэ-тяговая 220 кВ.

## 3 ОТКРЫТАЯ ЧАСТЬ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 3.1 Открытая часть тяговой подстанции

На открытой части тяговой подстанции устанавливаются:

- трансформаторы ТДТНЖ-40000/220 (Т1, Т2) – 2 шт.;
- оборудование ОРУ 220 кВ (блоки 220 кВ) – 56 шт.;
- оборудование ОРУ 27,5 кВ (блоки 27,5 кВ) – 10 шт.;
- блок разъединителя 10 кВ с креплением кабеля – 2 шт.;
- комплектное распределительное устройство КРУ 10 кВ из трех модулей (КРУ 10 кВ) – 1 шт.;
- комплектное распределительное устройство 10 кВ ЛЭП АБ (КРУ 10 кВ ЛЭП АБ) – 1 шт.;
- трансформатор собственных нужд (ТСН) – 2 шт.;
- модуль собственных нужд переменного тока (СН) – 2 шт.;
- Молниеотвод высотой 21 м – 4 шт.

К тяговой подстанции предусмотрен железнодорожный подъезд, разделяющийся на два железнодорожных тупика на территории подстанции, автодорожный подъезд, а также проезд по территории подстанции с минимальной шириной 4,5 м для обеспечения свободного проезда передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений к оборудованию.

В соответствии с требованиями ПУЭ п.4.2.200 на территории тяговой подстанции масляное хозяйство не предусматривается.

### 3.2 ОРУ 220 кВ

Подключение ВЛ 220 кВ к тяговой подстанции выполняется гибким проводом марки АС 300, анкеруемым через натяжные гирлянды к линейным порталам.

ОРУ 220 кВ скомпоновано из унифицированных транспортабельных блоков заводского изготовления «ОРУ-220 кВ», подготовленных к монтажу и сборке. Блоки представляют собой металлоконструкцию, состоящую из опорных стоек, соединенных несущими балками. В основании стойки имеется опорная плита для установки на фундамент. Высоковольтное оборудование устанавливается на швеллерах, соединяющих несущие балки. Металлоконструкции блоков имеют общее принципиальное решение, обеспечивающее их унификацию по размерам, применяемым материалам, способу крепления на фундаменты. Все внешние и внутренние поверхности металлоконструкций обработаны методом горячего цинкования.

В ОРУ 220 кВ применяются жесткая и гибкая ошиновки заводского изготовления, входящих в комплект поставки ОРУ 220 кВ. Жесткая ошиновка представляет собой систему токоведущих частей – трубчатых шин, выбираемым заводом изготовителем в соответствии с заданием заводу, разработанным в составе рабочей документации, гибкая ошиновка выполняется проводом марки АС сечением не менее 300/39мм<sup>2</sup> и. Жесткая ошиновка выполнена из труб, изготовленных из алюминиевых сплавов электротехнического назначения в соответствии с ГОСТ 18482—79. Шины устанавливаются в горизонтальной плоскости и фиксируются на опорных изоляторах, входящих в состав шинных опор, при помощи литых шинодержателей. Монтаж производится в соответствии с руководством по эксплуатации. Для обеспечения надежности электрического соединения, а также компенсации тепловых изменений длины шин, на них вблизи каждого узла соединения устанавливаются токовые перемычки (гибкие связи). Места соединения гибких связей и шин зачищаются и смазываются средством стабилизации контактного сопротивления

(электропроводящей смазкой ЭПС-98 согласно ТУ 0254-002-47926093—2001 или аналогичной). Ответвления к сборным шинам (для присоединения оборудования) предусматриваются опрессовкой на месте монтажа с использованием зажимов. Жесткая ошиновка расположена в два яруса, которые опираются на опорные изоляторы, устанавливаемые на отдельных металлоконструкциях, либо на специальных надставках блоков с оборудованием. Цветовая маркировка фаз выполняется на месте монтажа при помощи самоклеящихся табличек, имеющих цветное покрытие в соответствии с ПУЭ. Ошиновка имеет разборную конструкцию, допускающую многократный монтаж и демонтаж, не требует проведения сварочных работ на месте монтажа.

В комплект поставки блоков «ОРУ-220 кВ» фундаменты не входят.

Подключение понижающих трансформаторов Т1 и Т2 к ОРУ-220 кВ выполняется гибким проводом марки АС 300/39.

Колонки разъединителей, опорные изоляторы, гирлянды изоляторов предусматриваются из полимерных материалов.

Прокладка контрольных кабелей в ОРУ 220 кВ от оборудования к шкафам промежуточной коммутации (ШПК) осуществляется в напольных кабельных каналах и подвесных лотках.

### **3.3 ОРУ 27,5 кВ**

ОРУ 27,5 кВ комплектуется из унифицированных транспортабельных блоков, подготовленных к монтажу и сборке. Блоки выполнены в виде каркасной металлоконструкции, на которой расположены высоковольтные аппараты наружной установки (выключатель, разъединители, трансформатор тока, трансформаторы напряжения), опорные изоляторы, шкаф зажимов и ошиновка. Конструкция блока рассчитана с учетом нагрузок установленных аппаратов и ошиновки, а также нагрузок от ветра и гололеда при расчетных температурах воздуха.

Шкафы зажимов устанавливаются на металлоконструкции блоков и имеют доступ к двери шкафа без отключения присоединения.

Конструкция блоков имеет узел крепления блока к опорным железобетонным конструкциям. В комплект поставки блоков ОРУ 27,5 кВ фундаменты не входят.

ОРУ 27,5 кВ включает в себя систему порталных опор с гибкой ошиновкой.

Все подключения выполняются гибким проводом марки АС 185 (двумя проводами на каждую фазу).

Цепь отсоса тяговой подстанции переменного тока состоит из трех параллельно включенных элементов: воздушной отсасывающей линии, рельсов подъездных тупиков и заземляющего устройства подстанции. Объединение цепей отсоса выполняется старогодным рельсом (прокладываемым по поверхности земли). Воздушный отсос, проложенный от железнодорожного пути (рельсовой цепи), крепится на территории подстанции к порталной опоре (через натяжную гирлянду) и подключается спусками (два провода АС 185), проложенными по опоре (на кронштейнах и деревянных прокладках) к рельсу заземленной фазы «С» у основания опоры посредством сварки через сборную конструкцию. Сборная конструкция выполняется из трех металлических полос 10х100 и алюминиевой шины, скрепленных болтовыми соединениями. Спуски крепятся к алюминиевой шине аппаратными зажимами через болтовые соединения.

### **3.4 Технические характеристики модулей**

Согласно статье 4 части 1 пункта 7 Федерального закона №384-ФЗ все устанавливаемые модули с оборудованием относятся к нормальному уровню ответственности зданий и сооружений.

В части воздействия факторов внешней среды все модули соответствуют климатическому исполнению У1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. Предельное рабочее верхнее значение температуры воздуха при эксплуатации – плюс 45 °С;

Предельное рабочее нижнее значение температуры воздуха при эксплуатации – минус 50 °С;

Окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая газов, насыщенных токопроводящей пылью, паров и химических отложений, вредных для изоляции токоведущих частей, которые бы ухудшали параметры оборудования в недопустимых пределах (атмосфера II по ГОСТ 15150-69).

Степень защиты модулей по ГОСТ 14254-2015 – IP23.

Защита от коррозии обеспечивается применением соответствующих материалов и защитных покрытий по ГОСТ 9.301-86.

В части воздействия механических факторов внешней среды модули соответствуют группе М39 по ГОСТ 17516.1-90.

Конструкция модулей обеспечивает пожарную безопасность в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004-91.

Питание, подключение всех технологических систем каждого модуля осуществляется с распределительного щита собственных нужд.

### **3.5 Устройство комплексное распределительное КРУ 10 кВ**

Комплектное распределительное устройство КРУ 10 кВ состоит из трех модулей, состыкованных в модульный ряд, представляющих собой здание мобильное контейнерного типа.

Внутри модулей размещаются шкафы одностороннего обслуживания серии «Омега». Шкафы укомплектованы:

- вакуумными выключателями;
- трансформаторами тока;
- трансформаторами напряжения.

Для защиты от перенапряжений оборудования, устанавливаемого в устройствах КРУ 10 кВ, предусматриваются ограничители перенапряжений.

Питание и подключение всех технологических систем модулей осуществляется со щита распределительного собственных нужд.

Устройство комплектное распределительное КРУ 10 кВ является конструктивно и функционально законченным устройством – оснащенный системой отопления, вентиляции и системой поддержания заданной температуры внутри помещения.

Подключение к модульному РУ 10 кВ кабельное, через отверстия, предусмотренные в днище корпусов модулей.

### **3.6 Модуль УСЭВ-25/10**

Устройства снижения электромагнитного влияния УСЭВ-25/10 размещены в модуле.

Модуль является конструктивно и функционально законченным устройством – оснащен системой отопления, вентиляции и системой поддержания температуры внутри помещения.

### **3.7 Энергетический блок-модуль контейнерного исполнения**

В части воздействия факторов внешней среды модуль соответствует климатическому исполнению У1 по ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543.1–89.

Предельное рабочее верхнее значение температуры воздуха при эксплуатации – плюс 45°С;

Предельное рабочее нижнее значение температуры воздуха при эксплуатации – минус 50°С;

Степень защиты модуля по ГОСТ 14254–2015 – IP23.

В части воздействия механических факторов внешней среды модуль соответствует группе М39 по ГОСТ 17516.1–90.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности по СП12.130.2009 соответствует – В1.

Класс пожарной зоны по ПУЭ – П–1, IV степень огнестойкости.

Энергетический блок-модуль оборудован: системой автоматического регулирования температуры воздуха внутри модуля, системой приточно–вытяжной вентиляции, системой охранно–пожарной сигнализации и автоматического аэрозольного пожаротушения, системой рабочего и аварийного освещения.

На открытой части подстанции энергетический блок-модуль (ДГА) установлен согласно требованиям ПУЭ изд. 7, п. 4.2.68.

### **3.8 Модуль ОПУ**

Все оборудование модуля представляет собой функциональные блоки заводского производства: блок ОПУ 220 кВ. Степень пылевлагозащитности защитных оболочек устанавливаемого оборудования не менее IP44.

### **3.9 Модуль ОПС**

Все оборудование модуля представляет собой функциональные блоки заводского производства: блок ОПС (шкаф управления разъединителями и шкаф управления подстанцией), шкаф учета электроэнергии, шлюз–концентратор. Степень пылевлагозащитности защитных оболочек устанавливаемого оборудования не менее IP44

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе произведен расчет трех-, двух- и однофазных ТКЗ с целью дальнейшего выбора и проверки основного электротехнического оборудования на ПС Кумтэ-тяговая., а также для выбора и проверки уставок устройств РЗ.

Расчет проводится в ПК RastrKZ для максимального и минимального режимов.

Короткие замыкания появляются по причине нарушения целостности изоляции электрических цепей. Возникают такие нарушения по различным причинам. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках более распространены однофазные короткие замыкания (70-95%), однако встречаются также трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также не исключено появление двухфазных коротких замыканий на землю. Самый тяжелый для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Из-за того, что при возникновении трехфазного короткого замыкания все фазы электрической сети находятся в одинаковых условиях, то такое короткое замыкание является симметричным. Оставшиеся виды коротких замыканий называют несимметричными. При коротких замыканиях происходит увеличение токов в повреждённых фазах до значений, которые в несколько раз больше номинальных.

Токи короткого замыкания, текущие по проводам, увеличивают потери электроэнергии в проводниках и контактах, возникающие вследствие повышенного нагрева проводов. Согласно вышесказанному, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

При возникновении короткого замыкания требуется быстро отключить поврежденный участок с целью предотвращения дальнейшего нарушения работы электрической системы и сохранения целостности оборудования.

Именно поэтому такое оборудование как токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование должны быть подобраны с учетом величины возможно протекающего по ним тока.

#### **4.1 Составление схем замещения**

Схема замещения для расчета токов КЗ прямой последовательности аналогична схеме замещения установившегося режима, параметры ЛЭП, (авто-) трансформаторов остаются такими же. Система, генераторы и нагрузка задается эквивалентными сопротивлениями и ЭДС. Т.к. со стороны нагрузки отсутствует подпитка, то при расчетах она не учитывается.

Для расчета ТКЗ методом симметричных составляющих необходимо составить схемы замещения отдельных последовательностей всех элементов электрической сети.

##### **4.1.1 Параметры схемы замещения прямой последовательности**

Расчет токов КЗ следует производить с определения целью теоретически возможного тока короткого замыкания, исходя из этого расчета производится выбор электрического оборудования, а также расчета уставок релейной защиты.

При расчете коротких замыканий существует ряд допущений, которые позволяют упростить расчет и несущественно исказить результат.

- считают равными нулю намагничивающие токи силовых трансформаторов и емкостную проводимость линий;
- считают трёхфазную систему симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

– принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности.

На Селихино ТЭЦ и Комсомольской ГРЭС установлены генераторы двух типов. Их основные параметры приведены в таблице 26.

Таблица 17 – параметры генераторов КГРЭС и СТЭЦ.

Марка генератора	$U_{НОМ}, кВ$	$P_{НОМ}, МВт$	$\cos \varphi$	$X_d'', о.е.$
ТВФ-120-2УЗ	8,5	100	0,8	0,192
ТВФ-110-2ЕУЗ		110	0,8	0,189

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора и его ЭДС.

$$x_1 = \frac{x_d'' \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (31)$$

$$E = E_d'' \cdot U_{ном}. \quad (32)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 24:

$$x_1 = \frac{0,192 \cdot 10,5^2}{100} = 0,212$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_2 = 1,22 \cdot x_{н.н.}, \quad (33)$$

$$x_2 = 1,22 \cdot 0,212 = 0,258.$$

Аналогично проводятся расчеты для генератора ТВФ-110-2ЕУЗ.

Таблица 18 – параметры схемы замещения обратной последовательности ТГ

Позиция	$X_1, Ом$	$X_2, Ом$
ТВФ-120-2УЗ	0,212	0,258
ТВФ-110-2ЕУЗ	0,192	0,234

Параметры трансформаторов и линий при расчете ТКЗ прямой и обратной последовательности аналогичны параметрам, рассчитанным в пункте 1.5 и приведены в таблице 8.

#### 4.1.2 Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности значительно отличается от схем прямой и обратной последовательности, она напрямую зависит от расположения расчетной точки КЗ и определяется соединением обмоток, участвующих в ней трансформаторов и автотрансформаторов и способом заземления нейтрали. При составлении схемы необходимо учесть, что ток нулевой последовательности по существу является однофазным током, разветвленным между тремя фазами и возвращающимся через землю и параллельным ей цепям. Циркуляция тока нулевой последовательности возможна только, если обмотка (авто-) трансформатора соединена в звезду с заземленной нейтралью.

Значения сопротивления нулевой последовательности ВЛ допускается определять по усредненным значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей ВЛ, для данного расчета он равен 3, тогда:

$$X_{0(ВЛ)} = 3 \cdot X_{1(ВЛ)}; \quad (34)$$

Таблица 19 – Сопротивления линий нулевой последовательности

Ветвь	$X_0, \text{Ом}$
1	2
Комсомольская 2 - ПС Селихино 220	0,75
ПС Селихино - ПС Уктур 220	44,1
ПС Горин - Старт 220	51,9
Старт - Комсомольская 220	41,4
Азимут - КГРЭС ВН 220	28,29
СТЭЦ – Кедровая 110	29,46
Кедровая – Солнечная 110	39,99
Солнечная - Горная 110	2,13
Солнечная - Молодёжная 110	2,2
Горная – Перевальная 110	25,44
Солнечная - ЦОФ 110	23,46
Солнечная – Ручей 110	30,99
Комсомольская – Хурба 110	25,5
Хурба – Амурмаш 110	17,61
Амурмаш - ЛДК 110	46,5
ЛДК - Падали 110	3,19
Падали – Эльбан 110	1,05
Гайгер - Картель 110	0,81
Картель – Вознесенская 110	1,77

## 4.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет производился в ПВК RastrWin3. В максимальном режиме требуется рассчитать ударные ТКЗ и апериодические составляющие ТКЗ в начальный момент времени, необходимые для выбора и проверки основного электротехнического оборудования. Ударные и апериодические токи определяются по наибольшему из ТКЗ.

### 4.2.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме

Расчет покажем на примере узловых точек проектируемой подстанции ПГВ2, результат по остальным точкам представлен в приложении Г.

Модуль полного ТКЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{K(i)} = m \cdot I_{KA1}; \quad (35)$$

где  $I_{(KA1)}$  – составляющая тока прямой последовательности;

$m$  – коэффициент зависящий от вида КЗ, при трехфазном КЗ равен 1, при двухфазном равен  $\sqrt{3}$ , при однофазном равен 3.

К1- Шины 220 кВ Комсомольской ТЭЦ.

К2- РУ ВН Кумтэ-тяговая 220 кВ.

К3- РУ СН Кумтэ-тяговая 27,5 кВ.

К4- РУ НН Кумтэ-тяговая 10 кВ.

Таблица 20 – Токи короткого замыкания в максимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(KA1)}, \text{кА}$	$I_{(KA2)}, \text{кА}$	$I_{(KA0)}, \text{кА}$	$I_{(K)}, \text{кА}$
К1	3-х фазное	18,99	-	-	18,99
	2-х фазное	9,29	-9,29	-	16,09
	1-но фазное	7,65	7,65	7,65	22,95
К2	3-х фазное	17,74	-	-	17,74
	2-х фазное	8,71	-8,71	-	15,09
	1-но фазное	7,25	7,25	7,25	21,75
К3	3-х фазное	16,91	-	-	16,91
	2-х фазное	8,43	-8,43	-	14,60
	1-но фазное	-			
К4	3-х фазное	20,56	-	-	20,56
	2-х фазное	10,04	-10,04	-	17,39
	1-но фазное	-			

Ударный ТКЗ вычисляется по следующей формуле:

$$i_{уд(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(3)} \cdot K_{уд(i)}; \quad (36)$$

где  $I_{K(i)}^{(3)}$  - действующее значение 3-х фазного ТКЗ, взятого из таблицы хх;

$K_{уд(i)}$  - ударный коэффициент, определяемый согласно [] по формуле х;

$$K_{уд(i)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк(i)}}}; \quad (37)$$

где  $T_{a.эк(i)}$  - эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ, для расчетной точки КЗ. Согласно [] определяется по формуле х;

$$T_{a.эк(i)} = \frac{X_{ЭК(i)}}{\omega_C \cdot R_{ЭК(i)}}; \quad (38)$$

где  $\omega_C$  - синхронная угловая частота сети;

$X_{ЭК(i)}$  и  $R_{ЭК(i)}$  - соответственно индуктивная и активная составляющие результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно расчетной точки КЗ;

Величина  $X_{ЭК(i)}$  и  $R_{ЭК(i)}$  определяется с помощью ПК RastrWin3, результат расчета  $K_{уд(i)}$  представлен в таблице хх.

Покажем расчет коэффициента ударного тока на примере точки хх, результат по остальным точкам приведен в таблице КЗ:

$$T_{a.эК(i)} = \frac{3,391}{314 \cdot 0,152} = 0,071 \text{ с};$$

$$K_{уд(i)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,071}} = 1,87;$$

Таблица 22 – результат расчета постоянной времени для расчетных точек КЗ

Точка КЗ	$R_{ЭК}, Ом$	$X_{ЭК}, Ом$	$T_{a.эК}, с$	$K_{уд}$
К1	0,374	3,625	0,031	1,723
К2	0,373	3,824	0,033	1,736
К3	0,014	0,373	0,085	1,889
К4	0,011	0,304	0,088	1,893

Покажем расчет ударного ТКЗ на примере точки К3, результат по остальным точкам приведен в таблице хх:

$$i_{уд(К3)} = \sqrt{2} \cdot 20,09 \cdot 1,869 = 53,1 \text{ кА};$$

Таблица 23 – ударные ТКЗ

Точка КЗ	$i_{уд}, кА$
К1	46,28
К2	43,56
К3	45,17
К4	55,03

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ, в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, и определять по следующей формуле:

$$i_{a(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(3)}; \quad (39)$$

Покажем расчет аperiodической составляющей ТКЗ в начальный момент времени на примере точки, результат по остальным точкам приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Аperiodическая составляющая ТКЗ в начальный момент времени

Точка КЗ	$i_a, \text{кА}$
К1	26,856
К2	25,088
К3	23,914
К4	29,076

#### 4.2.2 Расчет токов короткого замыкания в минимальном режиме

ТКЗ в минимально режиме необходимы для проверки чувствительности устройств РЗ. Результат расчета представлен в таблице хх.

Таблица 25 – Токи короткого замыкания в минимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(K41)}, \text{кА}$	$I_{(K42)}, \text{кА}$	$I_{(K40)}, \text{кА}$	$I_{(K)}, \text{кА}$
К1	3-х фазное	9,49	-	-	9,49
	2-х фазное	4,75	-4,75	-	8,23
	1-но фазное	4,34	4,34	4,34	13,02
К2	3-х фазное	9,36	-	-	9,36
	2-х фазное	4,68	-4,68	-	8,11
	1-но фазное	4,28	4,28	4,28	12,84
К3	3-х фазное	14,76	-	-	14,76
	2-х фазное	7,38	-7,38	-	12,78
	1-но фазное	-			
К4	3-х фазное	14,76	-	-	14,76

## Продолжение таблицы 25

	2-х фазное	7,38	-7,38	-	12,78
	1-но фазное	-			

Зная токи КЗ на всех участках проектируемого объекта, сможем оптимально выбрать оборудование на ПС и рассчитать уставки релейной защиты.

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРТОВ

Задачей данного раздела является выбор и проверка основного электротехнического оборудования подстанций, а также проверка ранее установленного оборудования.

Выбор оборудования будет на проектируемой ПС Кумтэ-тяговая 220 кВ. Необходимо установить следующее оборудование:

- Ограничители перенапряжения
- Высокочастотный заградитель;
- Выключатели (секционные, линейные);
- Разъединители (секционные, ремонтные, линейные, шинные);
- Трансформаторы напряжения;
- Трансформаторы тока;
- Ошиновки;
- Изоляторы.

Максимально возможный ток на стороне 220 кВ равен:

$$I_{\max BH\Sigma} = \frac{\sqrt{P_{\text{ПРОГ.маx}}^2 + Q_{\text{ПРОГ.маx}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}, \quad (40)$$

$$I_{\max BH\Sigma} = \frac{\sqrt{39,9^2 + 10,09^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,181 \text{ кА.}$$

Максимальный ток на стороне 220 кВ проектируемой ПС Кумтэ тяговая принимаем равным предельному току подключенных линий, который равен 181 А.

Максимальный ток на одну систему шин на стороне 27,5 кВ проектируемой ПС Кумтэ-тяговая определяется по следующей формуле:

$$I_{max\ CH} = \frac{1,4 \cdot S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}}; \quad (41)$$

$$I_{max\ CH} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 1011,4A.$$

Максимальный ток на линейных присоединениях на стороне СН определим по следующей формуле:

$$I_{max\ CH} = \frac{\sqrt{P_{MAX}^2 + Q_{HECK}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{CH}}; \quad (42)$$

$$I_{max\ CH} = \frac{\sqrt{24,64^2 + 9,85^2}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 27,5} = 244\ A;$$

Максимальный ток на одну систему шин на стороне 10 кВ проектируемой ПС Кумтэ-тяговая определяется по следующей формуле:

$$I_{max\ HH} = \frac{1,4 \cdot S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}; \quad (41)$$

$$I_{max\ HH} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924,5A.$$

Максимальный ток на линейных присоединениях на стороне НН определим по следующей формуле:

$$I_{max\ HH} = \frac{\sqrt{P_{MAX}^2 + Q_{HECK}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}}; \quad (42)$$

$$I_{\max HH} = \frac{\sqrt{24,64^2 + 9,85^2}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 383 \text{ A};$$

### 5.1 Выбор и проверка выключателей РУ ВН

Для установки на РУ ВН выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-220-40/3150 УХЛ1. (управляемым пружинным приводом типа ППрК.). Проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (44)$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$  – условие выполняется.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad (45)$$

$633 \leq 3150 \text{ А}$  – условие выполняется.

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{\text{пт}} \approx I_{\text{п0}} \leq I_{\text{откл.ном}}; \quad (46)$$

$7,85 \leq 40 \text{ кА}$  – условие выполняется.

Проверку поключаемому току производят по следующему условию:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}; \quad (47)$$

$7,85 \leq 40 \text{ кА}$  – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{\text{ВД}} \leq I_{\text{Д.С.}}; \quad (48)$$

$20,3 \leq 100 \text{ кА}$  – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (49)$$

$$B_{\text{кбз}} = 7,85^2 \cdot (0,0275 + 0,532) = 34,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{К.НОМ}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (50)$$

$$B_{\text{К.НОМ}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{\text{К.НОМ}}; \quad (51)$$

$34,47 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  – условие выполняется.

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (52)$$

где  $\beta_{НОМ}$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей тока короткого замыкания, 40 %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,62 \text{ кА}.$$

Аperiodическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{ат} = i_{a0} \cdot e^{\left(-\frac{t}{T_a}\right)}; \quad (53)$$

$$i_{ат63} = 11,01 \cdot e^{\left(-\frac{0,0275}{0,532}\right)} = 10,45 \text{ кА};$$

$$i_{ат} \leq i_{aНОМ}; \quad (54)$$

$10,45 \leq 22,62 \text{ кА}$  – условие выполняется.

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

Таблица 26 – Сравнение данных выключателя ВЭБ220 с расчетными

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{мак}63} = 633 \text{ А}$	$I_{\text{мак}} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО63} = 7,85 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{шт63} = 7,85 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{УД63} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{Д.С.}$

$ВК_{\text{ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК63 = 34,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК \leq ВК_{\text{ном}}$
$ia_{\text{НОМ}} = 22,62 \text{ кА}$	$iat63 = 10,45 \text{ кА}$	$iat \leq ia_{\text{НОМ}}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

### 5.2 Выбор и проверка выключателей РУ НН

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем вакуумный LF– 10 – 31,5/2000-УХЛ2. Номинальный ток 630 А для линейных ячеек, 2000 А для ячеек вводов и СВ. Проверка выбранных выключателей производится аналогично как и для стороны ВН, сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 34.

Таблица 27 – Сравнение данных выключателя LF– 10 – 31,5/630;2000-УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{д.с.}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 29,91 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{д.с.}}$
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 383 \text{ А}$ $I_{\text{max}} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 11,31 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 11,31 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$ВК_{\text{ном}} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 18,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК \leq ВК_{\text{ном}}$
$ia_{\text{НОМ}} = 17,81 \text{ кА}$	$iat = 6,05 \text{ кА}$	$iat \leq ia_{\text{НОМ}}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

### 5.3 Выбор и проверка разъединителей

Проверку разъединителей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по термической и электродинамической устойчивости.

На стороне 220 кВ ПС Кумтэ-тяговая для ячейки секционного выключателя выберем разъединители марки РДЗ.2–220/1000 УХЛ1 с двумя ЗН и

РДЗ.1–220/1000 УХЛ1 с одним ЗН, изготовитель ЗАО «Завод электротехнического оборудования».

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (55)$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$  – условие выполняется.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (56)$$

$633 \leq 1000 \text{ А}$  – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (57)$$

$20,3 \leq 63 \text{ кА}$  – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_{к.ном} = I_{т.с.}^2 \cdot t_{т.с.}; \quad (58)$$

$$B_{к.ном} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (59)$$

$34,47 \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  – условие выполняется.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max63} = 663 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{д.с.} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд63} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
Главные ножи		
$B_{K.ном} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K63} = 34,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{K.ном} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K63} = 31,55 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных и  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых. Максимальные сечения, соответственно – 6 и  $10 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Альфа А1800	0,015	0,015	0,015

Ваттметр				
Варметр				
ИТОГО		0,015	0,015	0,015

Выберем марку трансформатора тока встроенный в выключатель ТВГ-220-I-0,5/10р – 600/5 встроенные ТТ проверяется по допустимой нагрузке вторичных обмоток, по длительно допустимому току первичной обмотки, по термической стойкости, по напряжению установки.

Мощность вторичных обмоток при классе точности 0,5 (для цепей измерения) равна,  $S_{2НОМ} = 25 \text{ ВА}$ ;

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ};$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$  – условие выполняется;

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ};$$

$462 \leq 600 \text{ А}$  – условие выполняется;

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ДОП}} \geq \sum Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}; \quad (60)$$

Индуктивным сопротивлением можно пренебречь ввиду его малых значений, считая, что полное сопротивление равно активному.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ДОП}} = R_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (61)$$

$$R_{2\text{ДОП}} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом};$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum Z_{\text{ПРИБ}} = \sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}; \quad (62)$$

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,015}{5^2} = 0,0006 \text{ Ом};$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным:

$$R_K = 0,1 \text{ Ом};$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{ПР}} = R_{2\text{ДОП}} - \Sigma R_{\text{ПРИБ}} - R_K; \quad (63)$$

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,0006 - 0,1 = 1,099 \text{ Ом};$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$S_{\text{ДОП}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}; \quad (64)$$

$l$  – длина соединительных проводов для 110 кВ принимается:  $l = 75 \text{ м}$ .

$\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ мм}^2 / \text{м};$$

$$S_{\text{ДОП}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,099} = 1,93 \text{ мм}^2;$$

Выберем кабель марки АКРНГ 4-х жильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (65)$$

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{НАГР} = Z_2 = \Sigma R_{ПРИБ} + R_{ПП} + R_K; \quad (66)$$

$$R_{НАГР} = Z_2 = 0,0006 + 0,53 + 0,1 = 0,63 \text{ Ом};$$

$$Z_{2ДОП} \geq Z_2; \quad (67)$$

$1 \geq 0,63 \text{ Ом}$  – условие выполняется;

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.};$$

$$B_{K.ном} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном};$$

$40,75 \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  – условие выполняется;

Результаты расчета сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 462 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{НОМ}} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{НОМ}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 40,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq B_{\text{КНОМ}}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

### 5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ ВН

Выберем трансформаторы напряжения на стороне 220 кВ ПС Кумтэ-тяговая. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне ВН представлена в таблице 40. Трансформаторы напряжения проверяются по напряжению установки и допустимой нагрузке вторичных цепей.

Выберем масляный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10-УХЛ2.

Нагрузку на один трансформатор напряжения будем рассчитывать из условия, что все приборы подключены к нему т.к. один ТН может быть выведен в ремонт.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	Альфа А1800	2	3,6	14,4
Ваттметр		4		
Варметр		4		
Счетчик АЭ и РЭ		4		
ИТОГО				14,4

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (68)$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$  – условие выполняется;

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{приб} \leq S_{ном}; \quad (69)$$

$14,4 \leq 200 \text{ ВА}$  – условие выполняется;

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{приб} = 14,4 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{приб}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

## 5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ НН

Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне НН представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	Альфа А1800	2	3,6	28,8
Ваттметр		6		
Варметр		8		
Счетчик АЭ и РЭ		8		
ИТОГО				28,8

Выберем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10-УХЛ2:

Проверка выбранных ТН производится аналогично, как и для стороны ВН, сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ} = 30 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 28,8 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

## 5.7 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

На стороне 220 кВ ПС Кумтэ-тяговая. выбираем гибкую ошиновку.

Т.к. по экономической плотности тока гибкая ошиновка не проверяется, то выбираем по допустимому току. Выбираем гибкие шины АС-300/39.  
 $I_{доп} = 710 \text{ А}; d = 24 \text{ мм}.$

Проверка шин на схлестывание можно допускается не делать, если периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (70)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{34,47 \cdot 10^6}}{91} = 64,5 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$  – выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}; \quad (71)$$

$$633 \leq 710 \text{ А.}$$

Выбранное сечение подходит по нагреву.

Проверка на коронный разряд:

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{пр}}}}\right); \quad (72)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода равен 0,82.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{12}}\right) = 26,99 \text{ кВ} / \text{см}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{НОМ}}{r_{ПП} \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ПП}}}; \quad (73)$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} \cdot D; \quad (74)$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} \cdot 400 = 503,96 \text{ см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,36 \cdot \lg \frac{503,96}{1,2}} = 21,82 \text{ кВ} / \text{см}.$$

Провода не будут коронировать, если выполняется следующие условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (75)$$

$$23,347 \leq 24,291 \text{ кВ} / \text{см}.$$

Выбранный провод удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

## 5.8 Выбор и проверка сборных шин РУ НН

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А

применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения 100x8 мм:

$$q = 800 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 2080 \text{ А.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (76)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{18,16 \cdot 10^6}}{91} = 48,82 \text{ мм}^2;$$

$q_{\text{min}} < q$  – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (77)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,6 \text{ см}^4.$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (78)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{66,6}{8}} = 2,49 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,49} = 1,58 \text{ м};$$

Принимаем  $l = 1,5 \text{ м}$ .

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{ВД}^2}{a}; \quad (79)$$

$a$  – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{29910^2}{0,22} = 704,32 \text{ Н / м}.$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (80)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (81)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,3 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{704,32 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 13,3} = 11,91 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}.$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$ , следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

### 5.9 Выбор и проверка изоляторов РУ ВН

Для гибкой ошиновки выбираем подвесные изоляторы, ЛК 120/220-3 УХЛ1.

Подвесные изоляторы на электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

Опорные изоляторы проверяются по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \tag{82}$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$  – условие выполняется.

И по условию допустимой нагрузки:

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \tag{83}$$

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

$F_{доп}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр};$$

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

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила  $H$  определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд(63)}^2}{a} l \cdot k_h \cdot 10^{-7}; \quad (84)$$

где  $i_{уд(63)}$  - ударный ток на шинах ПС Кумтэ-тяговая.;

$l$  - длина пролета между изоляторами примем 180 м;

$a$  - расстояние между фазами согласно ПУЭ для 220 кВ 4 м.

### 5.10 Выбор и проверка опорных изоляторов РУ НН

Выбираем опорный изолятор ИОР-10-7,5 УХЛ2:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F; \quad (80)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна:  $H_{из} = 120 \text{ мм}$ .

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (85)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{3 \cdot b}{2}}{H_{из}}; \quad (86)$$

$$k_h = \frac{120 + 100 + \frac{3 \cdot 8}{2}}{120} = 1,93;$$

$$F_{расч} = 704,32 \cdot 1,5 \cdot 1,93 = 2039 \text{ Н};$$

$F_{расч} \leq F_{доп}$  – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

### 5.11 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.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 0,4 кВ, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд, которые приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт			
	кВт х ед	$\cos \varphi$	$P_{уст}, \text{кВт}$	$Q_{уст}, \text{кВар}$
Охлаждение ТДТНЖ-40000/220	3,5х2	0,85	7	5,95
Подогрев приводов разъединителей на стороне 220 кВ, на три полюса	12х0,25	1	3	–
Подогрев приводов выключателей на стороне 220 кВ, на три полюса	4х2	1	8	–
Подогрев приводов выключателей на стороне 27,5 кВ, на три полюса	4х2	1	8	–

Подогрев приводов разъединителей на стороне 27,5 кВ, на три полюса	12x0,25	1	3	–
Подогрев релейного шкафа	1x14	1	24	–
Отопление и подогрев ячеек КРУ	1x14	1	24	–
Освещение и вентиляция КРУ	1x7	0,9	7	3,39
Отопление и освещение ОПУ	60	1	60	–
Освещение ОРУ 220 кВ	5	1	5	–
Питание оперативных цепей	1,8	0,38	1,8	4,38
Итого			159,8	13,72

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

$$S_{PACЧ} = K_c \cdot \sqrt{P_{вст}^2 + Q_{вст}^2}; \quad (87)$$

$K_c$  – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8;

$$S_{PACЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{159,8^2 + 13,72^2} = 160,28 \text{ кВА};$$

$$S_{TCH} = \frac{S_{PACЧ}}{1,4}; \quad (88)$$

$$S_{TCH} = \frac{160,28}{1,4} = 114,29 \text{ кВА}.$$

Выбираем трансформатор ТМГ – 250/10 У1.

## 5.12 Компенсация емкостных токов замыкания на землю

Выберем дугогасящий реактор для компенсации емкостных токов замыкания на землю для кабельных линий 10 кВ.

Выберем сечение линий, отходящих от КРУ.

Примем допущение что нагрузка распределена равномерно между отходящими линиями.

Выберем трехжильный кабель сечением 630 мм<sup>2</sup>;

Определим емкостный ток на одну секцию шин:

$$I_C = n \cdot l \cdot I_{C0}; \quad (89)$$

где  $I_{C0}$  – удельный емкостный ток замыкания на землю, для выбранного кабеля 3,5 А/км;

$l$  - длина кабельных линий, из-за отсутствия точной информации принимаем равной 2 км;

$$I_C = 2 \cdot 2 \cdot 3,5 = 14 \text{ А.}$$

Из-за распределённой по воздушным и кабельным линиям электропередач ёмкости, при ОЗЗ в месте повреждения протекает ёмкостный ток. В наиболее тяжелых случаях, возможно возникновение электрической дуги, горение которой может приводить к переходу ОЗЗ в двух- или трёхфазное замыкание и отключению линии релейной защитой. Вследствие этого потребитель электроэнергии может временно лишиться электроснабжения.

В соответствии с положениями ПУЭ в нормальных условиях работы сети должны предприниматься специальные меры защиты от возможного пробоя на землю.

Для предотвращения возникновения дуги и уменьшения емкостных токов применяют компенсацию емкостных токов. Значения емкостных токов, при

превышении которых требуется компенсация согласно ПУЭ [15] и ПТЭ, приведены таблице 36.

Таблица 36 – Значения токов требующие компенсации

Напряжение сети, кВ	6	10	20	35
Емкостный ток, А	30	20	15	10

При более низких уровнях токов считается, что дуга не загорается, или гаснет самостоятельно. Т.к.  $I_c \leq I_{кр}$ ,  $14 A \leq 20 A$ , то применение компенсации в этом случае не обязательно.

### 5.13 Выбор и проверка ячеек КРУ

Исходя из произведенных расчетов, на стороне 10 кВ выбираем КРУ внутренней установки 10 кВ К-63, основные параметры представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Основные параметры КРУ К-63

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей КРУ, А	2000
Номинальный ток сборных шин, А	2000
Ном. ток отключения высоковольтного выключателя, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	81
Ток термической стойкости (3 с), кА	31,5
Тип выключателя	LF– 10 – 31,5/630;2000-УХЛ2
Габариты шкафа, мм: Высота/глубина/ширина	2270/1365/750
Трансформатор тока	ТОЛ-10-0,2S/0,5/10p-600/5 ТОЛ-10-0,2S/0,5/10p-2000/5
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-10-УХЛ2

## 6 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

В данном разделе произведен расчет контура заземления, зон молниезащиты, произведен выбор ОПН и произведена оценка надежности молниезащиты ПГВ2.

### 6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к корпусу электротехнического оборудования не мог находиться за его пределами. Расчет заземляющего контура будет производиться с учетом рекомендаций ПУЭ.

Площадь, используемая под заземлитель, определяется по следующей формуле:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3);$$

Где А и В длина и ширина территории под заземлитель, м.

$$S = (62,5 + 3) \cdot (58,8 + 3) = 4048 \text{ м}^2;$$

### 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Требуется выполнить защиту на уровне здания ОПУ совмещенного с ЗРУ 10 кВ и кабельной эстакады, принимаем высоту здания и эстакады равной 6,5 м. Высота ячеечных порталов равна 11 м. Ограждение территории ПС имеет высоту 2 м. Принимаем к установке четыре стержневых молниеотвода расположенных по углам ПС.

Примем высоту молниеотводов равной:

$$h = 21 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} = 51,8 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h; \tag{91}$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 21 = 17,85 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \tag{92}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,22 \text{ м};$$

Радиус внутренней зоны при условии  $2h < L < 4h$ ;

$$r_{\text{с0}} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L_{12} - 2 \cdot h)}{h} \right);$$

$$r_{c0} = 22,22 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (51,8 - 2 \cdot 21)}{21} \right) = 20,14 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h); \quad (93)$$

$$h_{1CX} = 17,85 - (0,17 + 0,0003 \cdot 21) \cdot (51,8 - 21) = 12,42 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне ячеечного портала:

$$r_{1CX} = r_{c0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_x}{h_{1CX}}; \quad (94)$$

$$r_{1CX(\text{Я})} = 20,14 \cdot \frac{12,42 - 11}{12,42} = 2,3 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне здания ОПУ и кабельной эстакады:

$$r_{1CX(\text{ОПУ})} = 20,14 \cdot \frac{12,42 - 6,5}{12,42} = 9,59 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне ограждения:

$$r_{1CX(O)} = 20,14 \cdot \frac{12,42 - 2}{12,42} = 16,9 \text{ м};$$

Радиус внутренней зоны на уровне ячеякового портала:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (95)$$

$$r_{1X(Я)} = 22,22 \cdot \left( 1 - \frac{11}{17,85} \right) = 8,527 \text{ м};$$

Радиус внутренней зоны на уровне здания ОПУ и кабельной эстакады:

$$r_{1X(\text{ОПУ})} = 22,22 \cdot \left( 1 - \frac{6,5}{17,85} \right) = 14,13 \text{ м};$$

Радиус внутренней зоны на уровне ограждения:

$$r_{1X(O)} = 22,22 \cdot \left( 1 - \frac{2}{17,85} \right) = 19,73 \text{ м};$$

Аналогичный расчет производится и для других сочетаний молниеотводов и результат сводится в таблицу хх.

Таблица 38 – Результаты расчета молниезащиты

Параметр	Сочетание молниеотводов			
	1-2	2-3	3-4	4-1
$L, м$	51,8	51,8	51,8	51,8
$r_0, м$	22,22	22,22	22,22	22,22
$r_{C0}, м$	20,14	20,14	20,14	20,14
$h_{CX}, м$	12,42	12,42	12,42	12,42
$r_{CX(Я)}, м$	2,3	2,3	2,3	2,3
$r_{CX(ОПУ)}, м$	9,59	9,59	9,59	9,59
$r_{CX(O)}, м$	16,9	16,9	16,9	16,9
$r_{X(Я)}, м$	8,527	8,527	8,527	8,527
$r_{X(ОПУ)}, м$	14,13	14,13	14,13	14,13
$r_{X(O)}, м$	19,73	19,73	19,73	19,73

План ПГВ2 с расставленными молниеотводами и указанием зон защит представлен на рисунке хх. Как видно из чертежа, в зону действия молниезащиты попадают все объекты ПС.

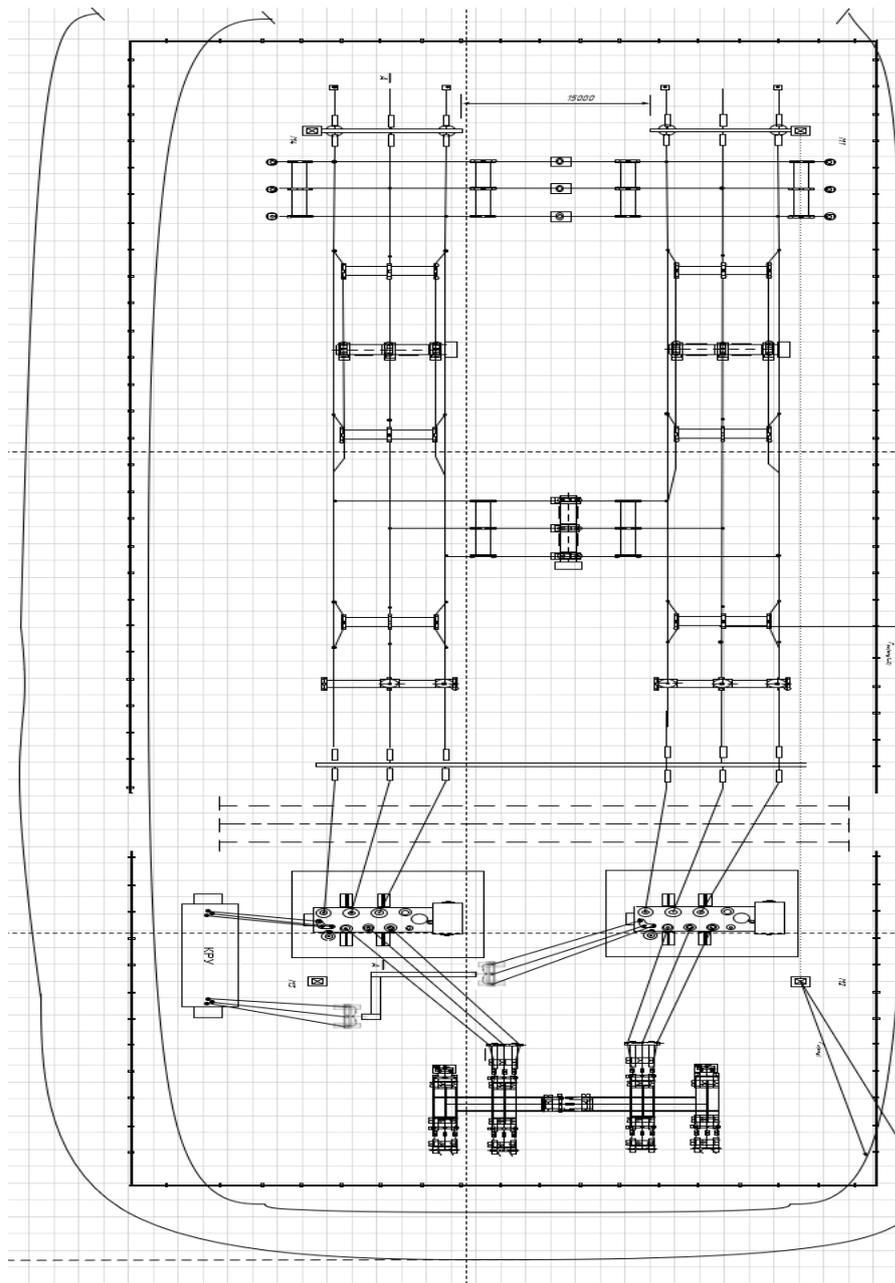


Рисунок 5 – Зоны молниезащиты

### 6.3 Оценка надежности молниезащиты ПС

В данном пункте произведена оценка надежности молниезащиты ПГВ2. Расчет будет производиться по методике, указанной в [РД-153-34.3-35.125-99].

Надежность защиты ОРУ ПГВ2 от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы. Это число может быть определено по следующей формуле:

$$N_{II.V} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_a \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6};$$

где  $a_T, b_T$  - длина и ширина территории ОРУ;

$p_0$  - плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> земной поверхности, определяется по формуле ( );

$R_{экс}$  - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, определяется по формуле ( );

$\eta_{np}, \eta_{on}$  - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, соответственно, при разрядах молнии в ОРУ, минуя молниеотводы, и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается равной 0,9)

$p_a$  - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимаем равной 0,005;

$p_{np}$  -доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы;

$p_{on}$  -вероятность обратного перекрытия.

## 7 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ОДНОЙ ИЗ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ЛЭП

В выбранном проекте требуется строительство новой ЛЭП 220 кВ. Линия проходит от ПС Комсомольская – Селехино 220 кВ. В данном разделе рассмотрим конструктивное исполнение ВЛ ПС Комсомольская – Селехино 220 кВ длиной 65 км.

Для данной линии выбран провод марки АСО – 300/39. Это неизолированный сталеалюминевый провод со стальным сердечником 39 мм<sup>2</sup>, и алюминиевых проволок. Был выбран провод с большим значением длительно допустимого тока 710 А, для возможности передачи большой мощности без перегруза ЛЭП.

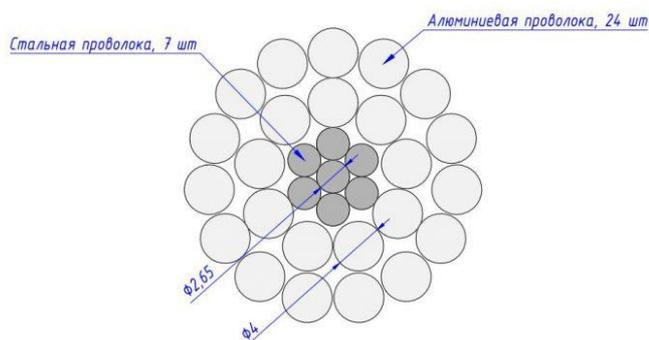


Рисунок 6 – Сечение провода АСО-300/39

Для выбора опоры необходимо учитывать климатические характеристики района проектирования. Опоры должны удовлетворять требованиям по гололеду V и по ветру IV район. Участок ЛЭП состоит из промежуточных, которые не воспринимают тяжесть проводов или воспринимают его частично и анкерных опор, которые полностью воспринимают тяжесть проводов и тросов в смежных с опорой пролетах [27]. В качестве промежуточных опор выберем П220-3 и анкерные 1У220-1. Чертежи опор с размерами приведены ниже.

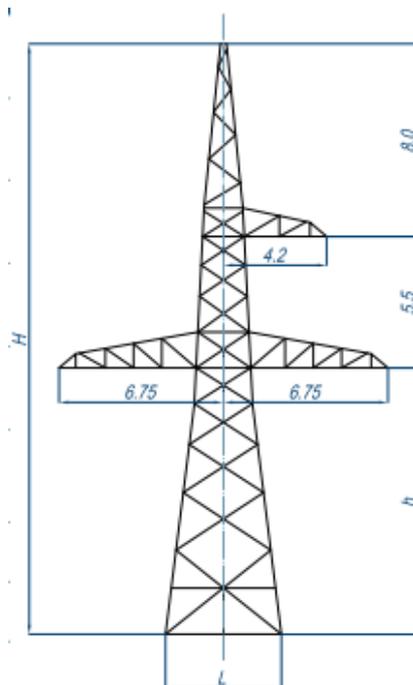


Рисунок 7 – Анкерная опора,  $H=24,6$  м,  $L=4,91$  м.

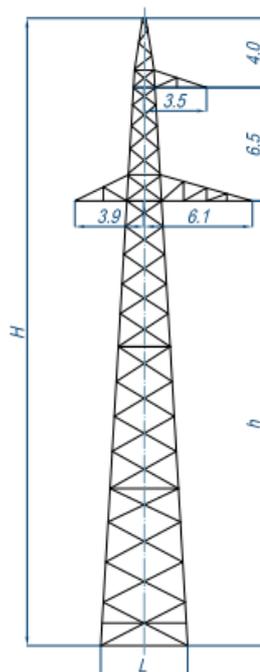


Рисунок 8 – Промежуточная опора,  $H=35,8$  м,  $L=5$  м.

Расположение проводов на опоре по вершинам треугольника. На протяжении всей длины ВЛ напряжение 110-750 кВ должны быть защищена от прямых ударов молнии, для этого устанавливаем на опоре грозотрос марки С-70.

Крепление тросов на всех опорах ВЛ 220 - 750 кВ должно быть выполнено при помощи изоляторов, шунтированных изоляционных промежутков размером не менее 40 мм. На каждом анкерном участке длиной до 10 км тросы должны быть заземлены в одной точке путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается таким, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при коротком замыкании (КЗ) на ВЛ, не происходил пробой изоляционного промежутка. [27]

На опорах установлены изоляторы типа ЛК-70/220. Подвесной линейный изолятор имеют стеклопластиковый стержень, изолирующий промежуток изготавливается из кремнийорганической композиции, выполненной способом заливки стержня в литьевой форме. Применяется в диапазоне температур -60 – +50°С, испытательное напряжение грозового импульса 980 кВ.

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 8.1 Расстановка комплексов защиты при развитии электрической сети

В данном пункте требуется расставить комплексы защиты на участках сети на которых производится реконструкция.

Требуется установка следующих типов защит:

- Основные, защищают СТ от внутренних повреждений:

Дифференциальная токовая отсечка и дифференциальная защита с торможением;

Газовая защита; защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель.

Основные защиты действуют с запретом последующего АПВ.

- Резервные, защищают СТ от сверхтоков внешних КЗ при повреждениях на присоединениях сети которые питаются от трансформатора. А также по возможности резервируют основные защиты.

Максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском напряжения (в случае если не достигается требуемая чувствительность) или без пуска напряжения;

Защита от перегрузки с действием на сигнал, на разгрузку или отключение.

Для защиты ВЛ Комсомольская – ПС Селехино принимаем следующие типы защит:

В качестве основной защиты принимаем продольную токовую дифференциальную защиту, с применением оптоволоконного канала связи между ПС Комсомольская и ПС Селехино. Данная защита будет реагировать на замыкания в любой точке линии, ограниченной трансформаторами тока.

В качестве резервных защит от междуфазных КЗ применяется направленная четырехступенчатая ДЗ, а от однофазных замыканий на землю четырехступенчатая направленная ТЗНП.

## 8.2 Релейная защита силового трансформатора на проектируемой ПС

В данном пункте приводится расчет релейной защиты силового трансформатора Т1 марки ТДТНЖ-230/27,5/11, установленного на проектируемой ПС.

### 8.2.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Защита реализована с применением микропроцессорного устройства защиты БМРЗ-ТД-12-20-21 НТЦ «Мехатроника», по методике, приведенной в [4]. В таблице 39 приведены исходные данные для расчета защиты.

Таблица 39 – исходные данные для расчета защиты трансформатора

Параметр	Значение
Схема и группа соединения обмоток	$Y_0 / \Delta / -11$
$S_{T.HOM}, MVA$	25
$U_{T.HOM}^{BH}, kV$	230
$U_{T.HOM}^{HH}, kV$	11
$U_{k BH-HH MAX}, \%$	11,5
$U_{k BH-HH MIN}, \%$	10,9
РПН в нейтрали ВН, $n = 25, \Delta U = 1 \%$	
$X_C^{MIN}, \Omega$	6,805
$X_C^{MAX}, \Omega$	3,625
$K_{TT}^{BH}$	800/5
$K_{TT}^{HH}$	2000/5

Сопротивление трансформатора рассчитывается для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

$$U_{MIN/MAX}^{BH} = U_{T.HOM}^{BH} \cdot \left( 1 \pm \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right); \quad (96)$$

$$U_{MIN}^{BH} = 230 \cdot \left( 1 - \frac{25-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \right) = 202,4 \text{ кВ};$$

$$U_{MAX}^{BH} = 230 \cdot \left( 1 + \frac{25-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \right) = 257,6 \text{ кВ}.$$

Расчетное значение  $U_{MAX}^{BH}$  выше предельно допустимого напряжения для класса 220 кВ, поэтому в соответствии с [11] принимаем равным наибольшему рабочему,  $U_{MAX}^{BH} = 242 \text{ кВ}$ .

Сопротивление трансформатора, соответствующее крайним положениям РПН рассчитывается по следующим формулам:

$$X_{T.MIN/MAX} = \frac{U_{k MIN/MAX}}{100} \cdot \frac{U_{MIN/MAX}^2}{S_{T.HOM}}; \quad (97)$$

$$X_{T.MIN} = \frac{10,9}{100} \cdot \frac{202,4^2}{25} = 178,61 \text{ Ом};$$

$$X_{T.MAX} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{242^2}{25} = 269,39 \text{ Ом}.$$

В некоторых блоках БМРЗ предусмотрена настройка ПТН аналоговых входов, определяющих диапазоны измерения вторичных токов. Для обеспечения правильного измерения максимально тока КЗ, проходящего через ТТ, значение верхней границы диапазона измерений ПТН измерительного канала  $i_{MAX ПТН}$  должно удовлетворять следующему условию Значения ТКЗ на стороне ВН трансформатора берем из раздела 5.

Далее производим расчет ПТН для блоков БМРЗ на сторонах ВН и НН по следующим формулам:

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq K_{ПЕР} \cdot \frac{I_{K MAX}^{BH}}{K_{TT}^{BH}}; \quad (98)$$

где  $K_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), принимаем равным двум;

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq 2 \cdot \frac{7853}{160} = 98,16 \text{ A};$$

В соответствии с [4] выбрать ПТН с  $i_{MAX ПТН}^{BH} = 500 \text{ A}$  и  $I_{НОМ ПТН}^{BH} = 5 \text{ A}$ .

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима для ПТН с током, равным 5 А и 2,5 А по следующему выражению:

$$I_{НОМ ПТН}^{BH} \leq 6 \cdot \frac{I_{T.НОМ}^{BH}}{K_{TT}^{BH}}; \quad (99)$$

$$I_{T.НОМ}^{BH} = \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{T.НОМ}^{BH}}; \quad (100)$$

$$I_{T.НОМ}^{BH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,755 \text{ A};$$

$$2,5 \leq 6 \cdot \frac{62,75}{160} = 2,65.$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Аналогичный расчет производится и для стороны НН с подстанцией соответствующих ТКЗ. Для начала рассчитаем предельный ТКЗ на стороне НН с учетом регулировки напряжения;

$$I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} = \frac{U_{T.HOM}^{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_C^{MAX} + X_{T.MIN})} \cdot 10^3; \quad (101)$$

$$I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (3,625 + 178,61)} = 728,7\ A;$$

$$I_{K\ MAX}^{HH} = I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} \cdot \frac{U_{MIN}^{BH}}{U_{T.HOM}^{HH}}; \quad (102)$$

$$I_{K\ MAX}^{HH} = 728,7 \cdot \frac{202,4}{11} = 13408,1\ A;$$

$$i_{MAX\ ПТН}^{HH1} \geq 2 \cdot \frac{13408,1}{800} = 33,52\ A.$$

Принимаем ПТН с  $i_{MAX\ ПТН}^{HH} = 65\ A$  и  $I_{НОМ\ ПТН}^{BH} = 0,5\ A$ ;

$$I_{T.HOM}^{HH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312;$$

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{1312}{800} = 4,92.$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

### 8.2.2 Расчет уставки ДТО

Далее определяется относительный расчетный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ.

$$I_{НБ ДТО} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{МАХ} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma) \cdot \frac{I_{К МАХ ПРИБ}^{НН}}{I_{Т.НОМ}^{ВН}}; \quad (103)$$

где  $k_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$k_{ОДН}$  – коэффициент однотипности ТТ, принимаем равным 1;

$\varepsilon_{МАХ}$  – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току  $I_{К МАХ}$ , с целью упрощения расчета допустимо принять значение погрешности  $\varepsilon_{МАХ}$  равным 0,1 при условии, что реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную) и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную;

$U_{РЕГ1}$  – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора. Относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования,  $U_{РЕГ1} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$ , но не менее 0,05.

$k_{ТОК1}$  – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ. Для упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициентов  $k_{ТОК1} = 1$ , учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

$\gamma$  – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, принимаем равной 0,05;

Для двухобмоточного трансформатора в правой части формулы (136) слагаемое  $U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1}$  не учитывают.

$$I_{НБ\ РАСЧ} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot \frac{728,7}{62,75} = 3,483 \text{ о.е.}$$

Уставка срабатывания ДТО рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДТО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\ РАСЧ};$$

где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{ДТО} = 1,225 \cdot 3,483 = 4,267 \text{ о.е.}$$

Для отстройки от броска тока намагничивания уставку ДТО рекомендуется принять от 4 до 5 о.е. номинальных значений тока трансформатора. Диапазон принят с учётом подавления апериодической составляющей тока при цифровой обработке сигналов в блоке БМРЗ, принимаем значение равное 5 о.е. [4].

В качестве уставки срабатывания ДТО следует принять большее из двух полученных значений, поэтому принимаем  $I_{ДТО} = 5 \text{ о.е.}$

Рассчитывается уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки  $I_{ДЗТ.НАЧ}$ , рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma); \quad (104)$$

где  $k_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принимаем равным 1;

$k_{ОДН} = 1$  – коэффициент однотипности ТТ;

$\varepsilon_{0,5}$  – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем  $0,5 \cdot I_{Т.НОМ}$ . С целью упрощения расчетов допустимо принять значения погрешностей  $\varepsilon_{MIN}, \varepsilon_{0,5}, \varepsilon_{1,5}, \varepsilon_{РАБ.МАХ}$  равными 0,1 при условии, что значение  $\varepsilon_{МАХ}$  не превосходит 0,1.

Для группы "грубых" уставок относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования. Для группы "чувствительных" уставок принимают  $U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}$ , но не менее 0,05;

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{25-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,135.$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}; \quad (105)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным 1,5.

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 1,5 \cdot 0,135 = 0,202 \text{ о.е.};$$

Значение уставки  $I_{ДЗТ.НАЧ}$  не рекомендуется выбирать менее 0,3 о.е, так как согласно [31] ДЗТ с уставкой  $I_{ДЗТ.НАЧ}$  от 0,3 до 0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках, поэтому принимаем:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ  $K_{ТОРМ2}$ .

Для начала требуется определить ток срабатывание ДЗТ  $I_{ДЗТ2}$  при токе торможения  $1,5 \cdot I_{Т.НОМ}$ , рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ2} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.2}; \quad (105)$$

где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ1} + \gamma); \quad (106)$$

где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot \left( 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{25-1}{2} \cdot \frac{1}{100} + 0,05 \right) = 0,555 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,225 \cdot 0,555 = 0,679;$$

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.НАЧ}; \quad (107)$$

$$K_{ТОРМ2} = 0,679 - 0,3 = 0,379 \text{ о.е.}$$

Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ  $K_{ТОРМ3}$ .

Для начала требуется определить значение тока торможения  $I_{КТОРМ}$ , соответствующее максимальному току внешнего КЗ  $I_{К\text{ MAX ПРИВ}}^{HH}$ , рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{КТОРМ} = \left( 1 - \frac{K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{МАХ}}{2} \right) \cdot \frac{I_{К\text{ MAX ПРИВ}}^{HH}}{I_{Т.НОМ}^{ВН}}; \quad (108)$$

где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$$I_{КТОРМ} = \left( 1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{728,7}{62,75} = 10,16 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{КТОРМ} - I_{ТОРМ2}}; \quad (109)$$

где  $I_{ТОРМ2}$  ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения, принимаем равным 1,5;

$$K_{ТОРМ3} = \frac{4,267 - 0,679}{10,16 - 1,5} = 0,414 \text{ о.е.};$$

Расчет группы чувствительных уставок

Далее рассчитываются группы «чувствительных уставок». Алгоритм расчета аналогичен предыдущему, разница заключается в коэффициенте  $U_{РЕГ1}$ , который рассчитывается по следующей формуле:

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}; \quad (110)$$

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot 1}{100} = 0,03 \text{ о.е.};$$

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,03 \cdot 1 + 0,05) = 0,09;$$

$$I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 1,5 \cdot 0,09 = 0,135 \text{ о.е.}$$

Принимаем  $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,3 \text{ о.е.};$

$$I_{НБ.ДЗТ.2}^Ч = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,03 \cdot 1 + 0,05) = 0,42 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2}^Ч = 1,225 \cdot 0,42 = 0,514;$$

$$K_{ТОРМ2}^Ч = 0,514 - 0,3 = 0,214 \text{ о.е.}$$

При расчёте коэффициента торможения третьего участка группы "чувствительных" уставок вместо значения тока  $I_{ДТО}$  следует использовать

значение тока  $I_{ДТО}^Ч$ , который определяется по аналогичной формуле, но значение  $U_{РЕГ1}$  подставляется из формулы (144):

$$I_{ДТО}^Ч = 1,225 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,03 \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{728,7}{62,75} = 4,69 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМ3}^Ч = \frac{4,69 - 0,03}{10,16 - 1,5} = 0,538 \text{ о.е.}$$

### 8.3 Проверка чувствительности ДЗТ

Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ на стороне НН:

$$I_{К\ MIN\ ПРИВ}^{НН} = \frac{U_{Т.НОМ}^{ВН}}{2 \cdot (X_C^{MIN} + X_{Т.МАХ})} \cdot 10^3; \quad (111)$$

$$I_{К\ MIN\ ПРИВ}^{НН} = \frac{230}{2 \cdot (6,805 + 269,39)} = 416,3 \text{ А.}$$

коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К\ MIN\ ПРИВ}^{НН} \cdot (1 - \varepsilon_{MIN})}{I_{Т.НОМ}^{ВН} - I_{ДЗТ.НАЧ}}; \quad (112)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{416,3 \cdot (1 - 0,1)}{62,75 \cdot 0,3} = 19,9 \geq 2.$$

Чувствительность защиты достаточна.

### 8.3.1 Выбор уставки сигнализации тока небаланса

Рассчитывается относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{НБ} = k_{ОТС} \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{РАБ.МАХ} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma);$$

где  $k_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас, принимаем равным 1,1.

$$I_{НБ} = 1,1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 1 + 0,05) = 0,297;$$

Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [4] уставка сигнализации небаланса  $I_{НБ}$  должна быть задана коэффициентом  $K_{НБ}$ , который рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ.НАЧ}};$$

$$K_{НБ} = \frac{0,297}{0,3} = 0,99 \text{ о.е.}$$

Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования  $T_{ПБ}$  в соответствии с [31] принять равной 2 с.

Уставку ИПБ  $K_{ИПБ}$  в соответствии с [31] принять равным 0,15 о.е.

Общая информация по уставкам ДЗТ трансформатора представлена в таблице 40.

Таблица 40 – Уставки ДЗТ трансформатора

Параметр	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН; $I_{НОМ ПТН}^{ВН}$ , А	5
Номинальный ток ПТН для стороны НН; $I_{НОМ ПТН}^{НН}$ , А	0,5
Ток срабатывания ДТО; $I_{ДТО}$ , о.е.	5
Коэффициент сигнализации небаланса; $K_{НБ}$ , о.е.	0,99
Начальный ток срабатывания ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}$ , о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ; $K_{ТОРМ2}$	0,379
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ; $K_{ТОРМ3}$	0,414
ИПБ; $K_{ИПБ}$ , о.е.	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования; $T_{ПБ}$ , с	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч$ , о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ2}^Ч$	0,214
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ3}^Ч$	0,538

#### 8.4 Расчет резервных защит

Данные защиты реализованы на базе микропроцессорного блока БМРЗ-ТР-51.

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле:

$$I_{СЗ}^{II} = \frac{k_{ОТС} \cdot k_{СЗП}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (113)$$

$k_{СЗП}$  – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей, принимаем равным 5;

$k_B$  – коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$k_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, принимаем значение 1,15;

$I_{РАБ.МАХ}$  – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора;

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{P_{МАХ}^2 + Q_{МАХ}^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot n} \cdot 1,4 \cdot 10^3;$$

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{57,1^2 + 38,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} \cdot 1,4 \cdot 10^3 = 253,4 \text{ A};$$

$$I_{СЗ}'' = \frac{1,15 \cdot 5}{0,95} \cdot 253,4 = 1153,7 \text{ A}.$$

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{К МАХ ПРИВ}^{НН}}{K_{ТТ}^{ВН}}; \quad (114)$$

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1153,7}{160} = 6,24 \text{ A}.$$

Осуществляется проверка по чувствительности МТЗ при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_P \cdot K_{ТТ}^{ВН}}{I_{СЗ}}; \quad (115)$$

$$K_q = \frac{6,24 \cdot 160}{1153,7} = 0,866 < 1,5.$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ к коэффициенту чувствительности основной защиты шин, поэтому необходимо применение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению рассчитать из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле:

$$I_{CЗ}'' = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{Т.НОМ}; \quad (116)$$

$$I_{CЗ}'' = \frac{1,15}{0,95} \cdot 62,75 = 75,99;$$

Несрабатывание защиты при самозапуске двигателей обеспечивается за счет отстройки по напряжению.

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ по формуле:

$$U_{CЗ} = \frac{U_{MIN}}{k_{ОТС} \cdot k_B}; \quad (117)$$

где  $U_{MIN}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным 0,85;

$$U_{CЗ} = \frac{0,85 \cdot 11}{1,15 \cdot 1,05} = 7,74 \text{ кВ.}$$

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей по формуле:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{сзп}}{k_{отс}};$$

где  $U_{сзп}$  – междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно  $0,7 \cdot U_{НОМ}$  ;

$$U_{сз} \leq \frac{0,7 \cdot 11}{1,15} = 6,69 \text{ кВ};$$

В качестве уставки принимается меньшее из двух полученных значений, принимаем 7,74 кВ;

Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитать из условия отстройки от напряжения небаланса по формуле:

$$U_{2сз} = K_{НБ} \cdot U_{НОМ}; \tag{118}$$

где  $K_{НБ}$  – коэффициент небаланса, принимаем равным 0,06;

$$U_{2сз} = 0,06 \cdot 11 = 0,66 \text{ кВ}.$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{СЗ}}}; \quad (119)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,24 \cdot 160}{382,9} = 2,6 \geq 1,5.$$

Уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{СЗ}}'' = \frac{382,9}{160} \cdot \sqrt{3} = 4,14 \text{ A};$$

$$U_{\text{СЗ}} = \frac{6,39}{100} = 41,4 \text{ В}.$$

Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени.

Для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята равной 0,3 с.

$$t_{\text{II}} = t_{\text{ПРЕД}} + \Delta t; \quad (120)$$

$$t_{\text{II}} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}.$$

## 8.5 Расчет уставок защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле.

На стороне ВН:

$$I_{C3}^{III} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (121)$$

где  $k_{OTC}$  – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

$k_B$  – коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 253,4 = 280,1 \text{ A};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{280,1}{160} \cdot \sqrt{3} = 3,03 \text{ A};$$

На стороне НН

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2545 = 2812 \text{ A};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{2812}{800} = 3,51 \text{ A};$$

Так как подстанция с постоянным оперативным персоналом, то защиту от перегрузки следует сделать с действием на сигнал, принимаем следующую выдержку времени:

$$t_{III} = 10 \text{ с};$$

## 8.6 Автоматика

Автоматика на подстанции необходима для оптимизации режимов работы подстанции. Например, автоматика включения резерва в случае погашения участка цепи включает передачу энергии по другому контуру, а автоматическое повторное включение позволяет восстановить электроснабжение при самоустраняющемся КЗ.

В данном подразделе будут описаны некоторые из устройств, которые будут применяться на проектируемой подстанции «Чульбаткан»: В качестве автоматики используется АПВ и БАПВ, которые будут выполняться на базе терминала дифференциальной защиты линии REL 551\*2,5-I фирмы АВВ. Поскольку большинство отключений на линии происходят из-за повреждений неустойчивых или самоустраняющихся, повторное включение линии является необходимой задачей, которую выполняет АПВ.

Устройства АПВ необходимо выполнять с соблюдением следующих требований: 1) При преднамеренном отключении линии АПВ должно быть выведено из работы; 2) Обеспечиваемая однократность или двухкратность циклов АПВ; 3) Должна быть обеспечена блокировка от многократных включений; В терминале есть возможность задать приоритеты, например, запретить включать второй выключатель при повторном неуспешном включении первого.

Программы АПВ предусматривают не только трехфазное, но и одной двухфазное, причем последние переводятся в режим трехфазный после неуспешной попытки. Выдержка времени может задаваться вручную, но не более 0,15 сек. [17]. режим БАПВ отличается быстродействием, т.е. способностью за время бестоковой паузы повторно включить выключатели, пока угол между напряжениями не успел значительно увеличиться.

При потере питания от одного из источников питания потребители должны быть переведены на другой источник, данную операцию выполняет АВР. АВР должно удовлетворять следующим требованиям: 1) Минимальное время срабатывания для сокращения времени перерыва питания потребителей; 2)

Однократность действия, для предотвращения включения резервного источника на КЗ; 3) Минимальное время отключения резервного источника от поврежденного участка цепи; Время выдержки АВР должно быть отстроено таким образом, чтобы обеспечивалось его недействие при кратковременной потере питания основного. Первостепенной задачей АВР при его работе является отключение выключателя на поврежденной секции шин. Для исключения ситуации с переводом потребителей на отключенный резервный источник АВР имеет максимальное реле напряжения, которое контролирует его на резервном источнике.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности мирового хозяйства. Энергетические объекты сильно влияют на окружающую среду и являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу в процессе эксплуатации. Тенденции и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а также защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций на электростанциях и подстанциях. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- экологичность, которая связана с работой силовых трансформаторов ПС 220 кВ ПС Кумтэ-тяговая после реконструкции;
- возникновение чрезвычайных ситуаций в процессе эксплуатации электрооборудования.

В данном разделе рассматриваются вопросы безопасности работников, экологичности проекта и пожарной безопасности.

В подразделе безопасность рассмотрены требования, предъявляемые к работникам при монтаже и эксплуатации объектов реконструкции. В подразделе экологичность описаны факторы воздействия проектируемого оборудования на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека. В подразделе чрезвычайные ситуации рассмотрена наиболее вероятная и опасная для данного судостроительного комплекса ЧС, а именно пожар, на проектируемой подстанции был произведен расчёт маслоприемника под трансформатор.

### 9.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом

руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы:

1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

2) единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ.

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам:

- 1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;
- 2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;
- 3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

- 4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор.

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным.

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующую ВЛ.

Защита присоединений выполнена в соответствии с разделом 5 СТО РЖД 07.021.1-2015.

На подстанции предусматривается защита от подпитки со стороны контактной сети места КЗ на линиях 220 кВ.

Защиты присоединений РУ 220 кВ реализуются в шкафах РЗА (том 6464-VI-ИОС8.2)

На понижающих трансформаторах тяговой подстанции предусматриваются следующие защиты:

- от внутренних повреждений – дифференциальная токовая и газовая;
- от внешних коротких замыканий и для резервирования газовой и дифзащиты;

- максимальная токовая с выдержкой времени на каждой обмотке трансформатора;

- от перегрузки – максимальная токовая с действием на сигнал;

- от застревания устройства РПН. На присоединениях РУ 27,5 кВ предусматриваются следующие защиты, реализующиеся в ИнТер: на сторонах 27,5 кВ понижающих трансформаторов:

- дистанционная защита (ДЗ) (двухступенчатая);

- максимальная токовая защита (МТЗ) (трехступенчатая);

- защита от подпитки (ЗП);

- направленная дистанционная.

на присоединениях питающих линий контактной сети 27,5 кВ:

- токовая отсечка (ТО1);

- токовая отсечка (ТО2) мгновенному значению;

- дистанционная защита (ДЗ) (четырёхступенчатая);

- квазитепловая защита (КвТЗ);

- логическая защита шин (ЛЗШ);

- дуговая защита (ДгЗ).

Наряду с основными защитами ИнТер позволяет реализовать логическую защиту шин 27,5 кВ и защиту минимального напряжения, действующую на отключение выключателей на сторонах 27,5 кВ понижающих трансформаторов и фидеров 27,5 кВ.

Защиты присоединений РУ 10 кВ и фидеров РУ 10 кВ ЛЭП АБ заложены в функции модификаций терминалов ИнТер:

- токовая отсечка (ТО) (двухступенчатая);
- максимальная токовая защита (МТЗ) (двухступенчатая);
- защита от несоответствия положений коммутационных аппаратов (НС);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) (для присоединений ТСН);
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от несимметрии и от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
- дуговая защита (ДГЗ);
- логическая защита шин (ЛЗШ). Шкафы с аппаратурой вторичной коммутации, в том числе и с аппаратурой защиты, устанавливаются в модулях РЗА для присоединений ОРУ 220 кВ и РУ 27,5 кВ и в модулях РУ 10 кВ и РУ 10 кВ ЛЭП АБ.

## **9.2 Экологичность**

К факторам воздействия электрических сетей на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека можно отнести следующее:

- электромагнитное поле промышленной частоты;
- акустический шум;
- радио- и телевизионные помехи;
- загрязнение окружающего воздуха озоном, образующимся при коронировании ЛЭП высокого напряжения;

Так как мероприятия по реконструкции в основном проходят на территории промышленной площадки, расположенной вдали от жилой застройки, то установленное оборудование не будет сказываться на окружающей среде, здоровье и жизнедеятельности населения, проживающего в расположенных рядом населенных пунктах.

## **9.3 Чрезвычайные ситуации**

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или

повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Одной из возможных чрезвычайных ситуаций может быть пожар.

Наиболее частыми причинами возникновения пожаров на электроустановках являются:

- короткие замыкания;
- перегрузка электропроводок и оборудования;
- нагрев контактных соединений из-за высокого переходного сопротивления, обусловленного износом соединения;
- возникновение электрической дуги в месте повреждения изоляции;
- искрение в местах контактных соединений;

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается :

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Для устранения пожара на данной ПС, требуется выполнить маслоприёмник. Для установленных трансформаторов ТДН-25000/220

Таблица 41 – Исходные данные для расчета маслоприемника

Марка тр-ра	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДТНЖ -40000 230/27,5/11	25000	7350	3500	8400

Расчет должен быть выполнен с учетом следующих требований, указанных в пункте 4.2.69 ПУЭ:

- 1) Так как масса трансформаторного масла у данной марки равна 16,7 тоннам, то габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на  $=1,5$  м;

2) Маслоприемник с массой масла меньше 20 тонн можно выполнять без отвода масла;

3) Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоп

боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин.

4) Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

5) Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Далее представлен алгоритм расчета габаритов маслоприемника для трансформатора ТДТНЖ - 230/27,5/11.

Определяются габариты маслоприемника по следующим формулам:

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (121)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (122)$$

где  $A_T$  – длина трансформатора, м;

$B_T$  – ширина трансформатора, м.

$$A_{МП} = 7,35 + 2 \cdot 1,5 = 10,35 \text{ м};$$

$$B_{МП} = 3,5 + 2 \cdot 1,5 = 6,5 \text{ м};$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}; \tag{123}$$

$$S_{МП} = 10,35 \cdot 6,5 = 67,275 \text{ м}^2;$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}; \tag{124}$$

где  $M_{TM}$  – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{TM}$  – плотность трансформаторного масла, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{TM} = (880 - 890)$  кг/м<sup>3</sup>).

$$V_{TM} = \frac{25000}{880} = 28,4 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна:

$$h_{МП} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + h_B + h_{ГР}; \tag{125}$$

где  $h_B$  – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 75 мм);

$h_{ГР}$  – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

$$h_{МП} = \frac{28,4}{67,275} + 75 \cdot 10^{-3} + 0,25 = 0,747 \text{ м};$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслоборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{МС} \geq V_{ТМ} + V_{ВОДЫ};$$

$$V_{ВОДЫ} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ});$$

где  $I$  – интенсивность пожаротушения, л/(с·м<sup>2</sup>) ( $I = 0,2$  л/(с·м<sup>2</sup>));

$t$  – нормативное время пожаротушения, мин ( $t = 30$  мин);

$S_{БПТ}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, м<sup>2</sup>.

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T); \tag{126}$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 8,4 \cdot (7,35 + 3,5) = 182,28 \text{ м}^2;$$

$$V_{ВОДЫ} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (67,275 + 182,28) = 71871,84 \text{ л} = 71,872 \text{ м}^3;$$

$$V_{МС} \geq 28,4 + 71,872 = 100,27 \text{ м}^3;$$

В качестве маслосборника можно использовать стандартные емкости. При этом в грунте верхний уровень маслосборника должен располагаться ниже дна маслоприемника с отводом масла. Это обеспечит стекание трансформаторного масла и воды, используемой при пожаре, из маслоприемника с отводом масла в маслосборник за счет сил тяжести.

В итоге для трансформатора ТДТНЖ - 230/27,5/11 с массой трансформаторного масла равной 25000 кг, габариты маслоприемника имеют следующие значения: длина – 10,35 м; ширина – 6,5; высота – 0,747 м, объем маслосборника должен быть выше 100,27 м<sup>3</sup>. Конструкция маслоприемника, с учетом всех требований представлена на рисунке.

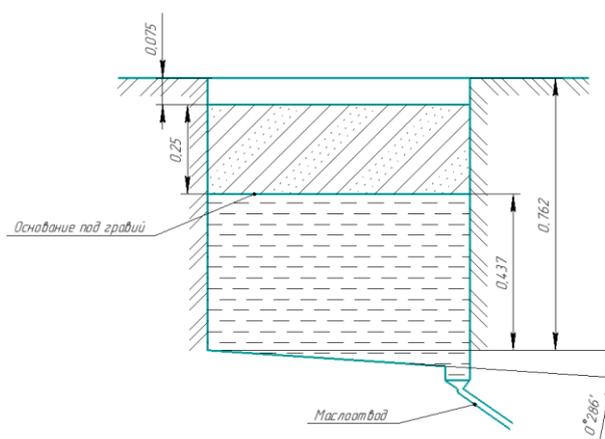


Рисунок 9 – конструкция маслоприемника

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены задачи, поставленные в начале работы, в результате чего был определен оптимальный вариант реконструкции электрических сетей-220 кВ для подключения нагрузок ПС «Кумтэ-тяговая» при росте нагрузок с учетом требований экономичности и надежности.

Был произведен расчет токов короткого замыкания на шинах ВН, СН и НН ПС Кумтэ-тяговая, с последующим выбором и проверкой оборудования, устанавливаемого на проектируемой подстанции.

Используя систему автоматизированного проектирования КОМПАС-3D, с учетом выбранного оборудования был построен план разрез подстанции Кумтэ-тяговая, разработано и спроектировано защитное заземление и молниезащита с указанием зон молниезащиты на плане подстанции. По результатам проверки надежности молниезащиты можно сделать вывод, что она обеспечивает требуемый уровень надежности.

Были выбраны уставки основных и резервных защит силового трансформатора, установленного на ПС Кумтэ-тяговая.

По результатам расчета максимальных и послеаварийных режимов можно сделать вывод, что длительно допустимая токовая загрузка силовых трансформаторов, автотрансформаторов и линий электропередач находится в допустимых пределах.

В разделе безопасность и экологичность были описаны основные требования при монтажных и строительных работах, а также для выполнения требований по пожарной безопасности, в разделе экологичность проекта был произведен расчет уровня шума, создаваемого трансформаторами на проектируемой ПС Кумтэ-тяговая, а также был рассчитан маслоприемник силового трансформатора, устанавливаемого на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 52 с
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.
- 3 Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита/ В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.
- 4 Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации, ДИВГ. 648228.070-20 РЭ, НТЦ Мехатроника, 2016 г.
- 5 ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые ; введ. 1999-01-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1999. – 54 с.
- 6 ГОСТ 32144-2013. Издания. Шум. Трансформаторы маслянные. Нормы и методы контроля. – введ. 1998-08-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1998. – 28 с.
- 7 ГОСТ 2.1.024-87. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – введ. 2014-07-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации и метрологии; М. : Изд-во стандартов, 2004. – 64 с.
- 8 ГОСТ Р 58670-2019. Издания. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем; введ. 2020-01-01. – Москва : федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Изд-во стандартов, 2019. – 34 с.

9 Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С. А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

10 Железко, Ю.С. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.

11 Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989, - 240 с.

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

13 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rastrwin.ru/> - 02.06.2021.

14 Понижающие трансформаторы 35-220 кВ. Резервные защиты. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-056-2015, НТЦ Мехатроника, 2015 г.

15 Правила устройства электроустановок . – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.

16 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.

17 Приказ Министерства юстиции РФ от 14 декабря 2021 г. № 1216/20 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы», на 2021-2024 годы» // Зарегистрирован в Минюсте России 31 декабря 2021 г. №61990

18 Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее

поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» // Зарегистрирован в Минюсте России 28 марта 2021 г. №54199

19 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

20 РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений (Части 1-3. Приложения к частям 1, 2, 3) / РАО «ЕЭС России». – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999 год, 194 с

21 РД 153-34.20.118-2003 Методические указания по проектированию развития энергосистем / РАО «ЕЭС России». – 1-ое издание. – Москва: ЦИУС ЕЭС, 2003 год, 72 с.

22 РД 153-34.3-03.285-2002 3. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ / РАО «ЕЭС России». – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», // Зарегистрирован в Минюсте России 1 мая 2002 г. №53126

23 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

24 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.

25 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск. : АмГУ, 2013. – 59 с.

26 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Методические указания / Савина Н.В., Проценко П.П. – Благовещенск. : АмГУ, 2015. – 32 с.

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

28 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

30 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей. Методические указания – Красноярск. : КГТУ, 2003. – 49 с.

31 Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТЦ Мехатроника, 2013 г.

32 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании СТО 56947007- 29.240.037-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г

34 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляци-ии.рф/таблицы-инфляции>– 28.05.2021.

35 Электронный ресурс. – Режим доступа: [https://www.gov.spb.ru/static/writable/ckeditor/uploads/2015/06/04/Кабели%20на%20напряжение%20110-220%20кВ\\_ГК%20Севкабель.pdf](https://www.gov.spb.ru/static/writable/ckeditor/uploads/2015/06/04/Кабели%20на%20напряжение%20110-220%20кВ_ГК%20Севкабель.pdf)– 08.06.2021.

36 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://education.bashkortostan.ru/documents/active/352744/#:~:text=СанПин%201.2.368521%20«Гигиеническ ие%20нормативы%20исреды%обитания».%2028%20января202021> – 12.06.2021.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

#### 1. Погонные параметры ЛЭП

АС-120/19 (U=110кВ):

$$r_{120} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{120} := 0.427 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{120} := 2.66 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-150/24 (U=110кВ):

$$r_{150} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{150} := 0.42 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{150} := 2.7 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-300/39 (U=220кВ)

$$r_{300} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{300} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-240/32 (U=110кВ):

$$r_{240} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{240} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

#### 2. Расчет параметров ЛЭП для участков сети

1) Азимут-Лиан:

$$r_1 := r_{300} \cdot 32.3 = 3.165 \quad \text{Ом}$$

$$x_1 := x_{300} \cdot 32.3 = 13.857 \quad \text{Ом}$$

$$b_1 := b_{300} \cdot 32.3 = 8.527 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

2) Лиан-Солнечная:

$$r_2 := r_{300} \cdot 22 = 2.156 \quad \text{Ом}$$

$$x_2 := x_{300} \cdot 22 = 9.438 \quad \text{Ом}$$

$$b_2 := b_{300} \cdot 22 = 5.808 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

3) Солнечная-Горная:

$$r_3 := r_{300} \cdot 40.24 = 3.944 \quad \text{Ом}$$

$$x_3 := x_{300} \cdot 40.24 = 17.263 \quad \text{Ом}$$

$$b_3 := b_{300} \cdot 40.24 = 1.062 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

4) Горная-Перевальная:

$$r_4 := r_{300} \cdot 34.18 = 3.35 \quad \text{Ом}$$

$$x_4 := x_{300} \cdot 34.18 = 14.663 \quad \text{Ом}$$

$$b_4 := b_{300} \cdot 34.18 = 9.024 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

5) Солнечная-Молодёжная:

$$r_5 := r_{300} \cdot 0.59 = 0.058 \quad \text{Ом}$$

$$x_5 := x_{300} \cdot 0.59 = 0.253 \quad \text{Ом}$$

$$b_5 := b_{300} \cdot 0.59 = 1.558 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

6) Солнечная-ЦОФ:

$$r_6 := r_{300} \cdot 45.3 = 4.439 \quad \text{Ом}$$

$$x_6 := x_{300} \cdot 45.3 = 19.434 \quad \text{Ом}$$

$$b_6 := b_{300} \cdot 45.3 = 1.196 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

7) Солнечная-Ручей:

$$r_7 := r_{120} \cdot 23 = 5.727 \quad \text{Ом}$$

$$x_7 := x_{120} \cdot 23 = 9.821 \quad \text{Ом}$$

$$b_7 := b_{120} \cdot 23 = 6.118 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

8) Горин-Старт:

$$r_8 := r_{150} \cdot 31.75 = 6.287 \quad \text{Ом}$$

$$x_8 := x_{150} \cdot 31.75 = 13.335 \quad \text{Ом}$$

$$b_8 := b_{150} \cdot 31.75 = 8.572 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

9) Старт-Комсомольская:

$$r_9 := r_{150} \cdot 1.29 = 0.255 \quad \text{Ом}$$

$$x_9 := x_{150} \cdot 1.29 = 0.542 \quad \text{Ом}$$

$$b_9 := b_{150} \cdot 1.29 = 3.483 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

10) Комсомольская-Хурба:

$$r_{0v} := r_{120} \cdot 19.87 = 4.948 \quad \text{Ом}$$

$$x_{0v} := x_{120} \cdot 19.87 = 8.484 \quad \text{Ом}$$

$$b_{0v} := b_{120} \cdot 19.87 = 5.285 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

11) Хурба-Амурмаш :

$$r_{11} := r_{120} \cdot 18.31 = 4.559 \quad \text{Ом}$$

$$x_{11} := x_{120} \cdot 18.31 = 7.818 \quad \text{Ом}$$

$$b_{11} := b_{120} \cdot 18.31 = 4.87 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

12) Амурмаш-ЛДК:

$$r_{12} := r_{120} \cdot 24.2 = 6.026 \quad \text{Ом}$$

$$x_{12} := x_{120} \cdot 24.2 = 10.333 \quad \text{Ом}$$

$$b_{12} := b_{120} \cdot 24.2 = 6.437 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

13) ЛДК-Падали:

$$r_{13} := r_{120} \cdot 19.56 = 4.87 \quad \text{Ом}$$

$$x_{13} := x_{120} \cdot 19.56 = 8.352 \quad \text{Ом}$$

$$b_{13} := b_{120} \cdot 19.56 = 5.203 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

14) Падали-Эльбан:

$$r_{14} := r_{240} \cdot 8.8 = 1.056 \quad \text{Ом}$$

$$x_{14} := x_{240} \cdot 8.8 = 3.564 \quad \text{Ом}$$

$$b_{14} := b_{240} \cdot 8.8 = 2.473 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

15) Комсомольская-Пивань:

$$r_{15} := r_{120} \cdot 13.7 = 3.411 \quad \text{Ом}$$

$$x_{15} := x_{120} \cdot 13.7 = 5.85 \quad \text{Ом}$$

$$b_{15} := b_{120} \cdot 13.7 = 3.644 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

16) Пивань-Гайтер:

$$r_{16} := r_{120} \cdot 36.3 = 9.039 \quad \text{Ом}$$

$$x_{16} := x_{120} \cdot 36.3 = 15.5 \quad \text{Ом}$$

$$b_{16} := b_{120} \cdot 36.3 = 9.656 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

17) Гайтер-Картель:

$$r_{17} := r_{150} \cdot 7.84 = 1.552 \quad \text{Ом}$$

$$x_{17} := x_{150} \cdot 7.84 = 3.293 \quad \text{Ом}$$

$$b_{17} := b_{150} \cdot 7.84 = 2.117 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

18) Комсомольская-Селихино:

$$r_{18} := r_{150} \cdot 5.2 = 1.03 \quad \text{Ом}$$

$$x_{18} := x_{150} \cdot 5.2 = 2.184 \quad \text{Ом}$$

$$b_{18} := b_{150} \cdot 5.2 = 1.404 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

19) Селихино-Уктур:

$$r_{19} := r_{150} \cdot 21.37 = 4.231 \quad \text{Ом}$$

$$x_{19} := x_{150} \cdot 21.37 = 8.975 \quad \text{Ом}$$

$$b_{19} := b_{150} \cdot 21.37 = 5.77 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

20) Селихино-Озерная:

$$r_{20} := r_{150} \cdot 16 = 3.168 \quad \text{Ом}$$

$$x_{20} := x_{150} \cdot 16 = 6.72 \quad \text{Ом}$$

$$b_{20} := b_{150} \cdot 16 = 4.32 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

#### 1. Погонные параметры ЛЭП

АС-120/19(U=110кВ):

$$r_{120} := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{120} := 0.427 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{120} := 2.66 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-150/24(U=110кВ):

$$r_{150} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{150} := 0.42 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{150} := 2.7 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

$$i := \sqrt{-1}$$

АС-300/39(U=220кВ)

$$r_{300} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{300} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

АС-240/32:

$$r_{240} := 0.12 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{240} := 0.405 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \quad \text{См/км}$$

#### Параметры трансформаторов

ТДТНЖ - 230/27,5/11

$$S_{\text{НОМ}} := 200000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{\text{ВН}} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{СН}} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{НН}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{X}} := 48 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{\text{K}} := 367 \quad \text{кВт}$$

$$I_{\text{X}} := 0.4 \quad \%$$

$$U_{\text{кВС}} := 11 \quad \%$$

$$U_{\text{кВН}} := 35 \quad \%$$

$$U_{\text{кСН}} := 22 \quad \%$$

$$U_{\text{КВ}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кВС}} + U_{\text{кВН}} - U_{\text{кСН}}) = 12 \quad \%$$

$$U_{\text{КС}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кВС}} + U_{\text{кСН}} - U_{\text{кВН}}) = -1 \quad \%$$

$$U_{\text{КН}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кВН}} + U_{\text{кСН}} - U_{\text{кВС}}) = 23 \quad \%$$

$$R_{\text{общ}} := \frac{\Delta P_{\text{K}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0.485 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{ТВ}} := 0.5 \cdot R_{\text{общ}} = 0.243 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$R_{TC} := R_{TB} = 0.243 \quad \text{Ом}$$

$$R_{TH} := R_{TB} = 0.243 \quad \text{Ом}$$

$$X_{TB} := 0.5 \cdot \frac{U_{KB} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 15.87 \quad \text{Ом}$$

$$X_{TC} := 0.5 \cdot \frac{U_{KC} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = -1.323 \quad \text{Ом}$$

$$X_{TH} := 0.5 \cdot \frac{U_{KH} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 30.418 \quad \text{Ом}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 9.074 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

$$B_T := \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100 U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 1.512 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

АТДЦТН – 125000/220/110

$$S_{НОМ} := 125000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{BH} := 230 \quad \text{кВ} \quad U_{CH} := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{HH} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{л}} := 34 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_{\text{к}} := 277 \quad \text{кВт} \quad I_{\text{л}} := 0.4 \quad \%$$

$$U_{\text{кBC}} := 11 \quad \% \quad U_{\text{кBH}} := 42 \quad \% \quad U_{\text{кCH}} := 28 \quad \%$$

$$U_{\text{кВ}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кBC}} + U_{\text{кBH}} - U_{\text{кCH}}) = 12.5 \quad \%$$

$$U_{\text{кС}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кBC}} + U_{\text{кCH}} - U_{\text{кBH}}) = -1.5 \quad \%$$

$$U_{\text{кН}} := 0.5 \cdot (U_{\text{кBH}} + U_{\text{кCH}} - U_{\text{кBC}}) = 29.5 \quad \%$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$R_{ТВ} := 0.5 \cdot R_{общ} = 0.469 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ТГ} := R_{ТВ} = 0.469 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ТН} := R_{ТВ} = 0.469 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ТВ} := 0.5 \cdot \frac{U_{КВ} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 26.45 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ТГ} := 0.5 \cdot \frac{U_{КГ} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = -3.174 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ТН} := 0.5 \cdot \frac{U_{КН} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 62.422 \quad \text{Ом}$$

$$B_{Тв} := \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100 U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 9.452 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$G_{Тг} := \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 6.427 \times 10^{-7} \quad \text{См}$$

$$S_{НОМ} := 125000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{ВН} := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{НН} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_k := 65 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_n := 420 \quad \text{кВт}$$

$$U_K := 10.5 \quad \% \quad I_n := 0.3 \quad \%$$

$$R_T := \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ}^2} = 0.394 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 12.298 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$G_{Т.} := \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 4.44 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$B_{Т.} := \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100 U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 2.561 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

ТДЦ – 80000/110

$$S_{НОМ} := 80000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{ВН} := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{НН} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_k := 40 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_x := 310 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\%} := 10.5 \quad \% \quad I_{\%} := 0.3 \quad \%$$

$$R_{Т.} := \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ}^2} = 0.709 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Т.} := \frac{U_k \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ}} = 19.216 \quad \text{Ом}$$

$$G_{Т.} := \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 2.732 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$B_{Т.} := \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100 U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 1.639 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

$$S_{НОМ} := 100000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{ВН} := 121 \quad \text{кВ} \quad U_{НН} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_k := 60 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_x := 350 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\%} := 10.5 \quad \% \quad I_{\%} := 0.3 \quad \%$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$R_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0.512 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{Т}} := \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 15.373 \quad \text{Ом}$$

$$G_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 4.098 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$B_{\text{Т}} := \frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 2.049 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

ТДЦ – 125000/220

$$S_{\text{НОМ}} := 125000 \quad \text{кВА}$$

$$U_{\text{ВН}} := 242 \quad \text{кВ} \quad U_{\text{НН}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{к}} := 90 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_{\text{х}} := 380 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{к}} := 10.5 \quad \% \quad I_{\text{х}} := 0.5 \quad \%$$

$$R_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ}}^2} = 1.424 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{Т}} := \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 49.194 \quad \text{Ом}$$

$$G_{\text{Т}} := \frac{\Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 1.537 \times 10^{-6} \quad \text{См}$$

$$B_{\text{Т}} := \frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10^3} = 1.067 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$