

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ города Владивосток на участке Орлиное – инструментальный завод – Телецентр – Голубинка.

Исполнитель студент группы 242-об2	_____	А.М. Фукс
Руководитель к.т.н, доцент	_____	А.А. Казакул
Нормоконтроль доцент	_____	А.Н. Козлов
Технический контроль	_____	А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В.  
Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Фукс Артема Михайловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ города Владивосток на участке Орлиное – инструментальный завод – Телецентр – Голубинка.

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

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

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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

ВКР содержит 100 страниц, 16 рисунков, 33 таблицы, 127 формул, 9 источников, 2 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данном дипломном проекте разработан вариант развития электрических сетей напряжением 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС в связи со строительством ВЛ 220 кВ ПС «Владивосток» - ПС «Суходол» и ПС «Суходол»- ПС «Зелёный угол», а также в связи со строительством ПС «Суходол». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования на ПС «Суходол». Выбрана защита силовых трехобмоточных трансформаторов. Произведен расчет режимов работы электрической сети в различных условиях. Рассчитано заземляющее устройство ОРУ 220 кВ ПС «Суходол». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ТСН – трансформатор собственных нужд

КРУ – комплектное распределительное устройство

# СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА	9
1.1 Характеристика района	9
1.1.1 Климато-географическая характеристика	9
1.1.2 Характеристика источников питания района	11
1.2 Анализ электрических сетей и режимной ситуации	12
1.3 Предпосылки для развития и реконструкции существующей сети	14
2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ	17
2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	17
2.2 Расчет и анализ режимов	19
2.2.1 Подготовка исходных данных для расчета	19
2.2.2 Анализ текущего режима	23
2.2.3 Анализ перспективного режима	24
2.3 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции	26
2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов	26
2.5 Выбор марки и сечения кабельных линий	30
3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	34
3.1 Капитальные вложения	34
3.2 Расчет капиталовложений на сооружение КЛЭП	34
3.3 Капитальные затраты в реконструкцию ПС	36
3.4 Расчет амортизационных отчислений	38
3.5 Расчет эксплуатационных затрат	39
3.6 Расчет штатной численности персонала т	40
3.7 Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ	41
3.8 Определение себестоимости электроэнергии	41
3.9 Оценка экономической эффективности проекта	43
4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ «ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД»	45
4.1 Расчёт токов короткого замыкания	47
4.2 Выбор выключателей	49
4.3 Выбор трансформаторов тока	56
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	61
4.5 Выбор ошиновки	64

4.6 Выбор ОПН	66
5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД»	
5.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов	71
5.2 Продольная дифференциальная токовая защита	72
5.3 Максимальная токовая защита	76
5.4 Защита от перегрузки	77
5.5 Газовая защита	77
6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД»	80
6.1 Расчет заземления подстанции «Инструментальный завод»	80
6.1.1 Расчет заземления подстанции «Инструментальный завод»	80
6.2 Расчет молниезащиты подстанции «Инструментальный завод»	84
6.3 Анализ грозоупорности КТП 35 кВ	87
7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	91
7.1 Безопасность	91
7.2 Экологичность	94
7.3 Чрезвычайные ситуации	95
Заключение	99
Библиографический список	100
Приложение А.	101
Приложение Б.	124
Приложение В.	125
Приложение Г.	126

## ВВЕДЕНИЕ

В 2013 году были разработаны схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы. Важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Это связано с тремя причинами стимулирующими рост энергопотребления: интенсивное промышленное освоение территорий Дальневосточного Федерального округа; внутренняя политика государства направленная на демографический прирост населения и развитием научно-технического прогресса.

Все это требует развития и переоснащения существующих электроэнергетических систем, внедрения новых технологий и современного оборудования этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В данном дипломном проекте рассматривается развитие электрических сетей напряжением 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» в связи со строительством ВЛ 220 кВ ПС «Владивосток» - ПС «Суходол» и ПС «Суходол» - ПС «Зелёный угол», а также в связи со строительством ПС «Суходол». Строительство ВЛ позволит решить ряд серьезных проблем связанных с надежностью электроснабжения потребителей «Приморского ПМЭС», а именно: существенно повысить надежность электроснабжения, сократить финансовые потери организации в связи с недоотпуском электроэнергии.

Актуальность данного дипломного проекта заключается в том надежность электроснабжения потребителей в связи с ростом нагрузок перестает удовлетворять требуемым значениям, что связано со схемой питания ПС «Владивосток» и ПС «Зелёный угол» от одноцепных ВЛ напряжением 220 и 500 кВ, решением данной проблемы является создание дополнительной связи между ПС «Владивосток» и ПС «Зелёный угол» в связи со строительством промежуточной ПС «Суходол». Повышение

надежности электроснабжения позволит снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии и от штрафных санкций связанных с отключением потребителей.

Целью данного проекта является определение наиболее экономически целесообразного варианта увеличения надежности питания потребителей электрической энергии ПС «Владивосток», ПС «Зелёный угол» а так же смежных с ними ПС более низкого класса напряжения.

К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения проектируемой ВЛ, выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения на ПС «Владивосток». Другими задачами являются: выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Суходол», и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети, а также выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения на ПС «Зелёный угол».

# 1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

## 1.1 Характеристика района

### 1.1.1 Климато-географическая характеристика

Приморский край как субъект Российской Федерации входит в состав Дальневосточного Федерального округа (ДФО) и расположен на востоке России в пределах Дальневосточного экономического района. Приморский край занимает юго-восточную окраину России и расположен в самой южной части Дальнего Востока в пограничной зоне. На юге и востоке Приморский край омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе — с Китаем и Северной Кореей. Площадь территории Приморского края — 164 672,2 км<sup>2</sup>, что составляет 0,97 % площади Российской Федерации. Приморский край — стратегически важный субъект Российской Федерации, непосредственно граничащий со странами Северо-Восточной Азии, стремящийся стать новым мощным центром социально-экономического развития в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР).

Экономика Приморского края диверсифицирована и состоит из 15 секторов, основными из которых являются транспорт и связь, оптовая и розничная торговля, операции с недвижимым имуществом. Промышленный комплекс является интенсивно развивающейся частью экономики Приморья. Его основными секторами являются: пищевая промышленность, электроэнергетика и добыча угля, машиностроение, судоремонт, горнодобывающая, рыбная, лесная и деревообрабатывающая промышленность.

Климатические условия в Хабаровском крае меняются при движении с севера на юг, зависят от близости к морю и от формы и характера рельефа. Годовая сумма осадков колеблется от 400-600 мм на севере и до 600-900 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90% осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно же много их в июле и августе.

Времена года в крае имеют ярко выраженные сезонные отличия. Зима в

крае продолжительная, малоснежная, суровая. Средняя температура января от  $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$  на юге и до  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  на севере, на побережье от  $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Весна на большей части территории начинается в марте, для нее характерна неустойчивая погода: теплые солнечные дни быстро и часто сменяются холодными и дождливыми. Лето очень жаркое (от  $+28\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+33\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и влажное. Средняя температура июля на юге  $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , на севере около  $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Начало осени считается лучшим временем года, оно сухое и теплое, холода приходят в ноябре. Для зимы характерна безоблачная погода с сильными морозами (до  $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и ветрами [18].

На рисунке 1 показано географическое положение Приморского края



Рисунок 1 – Географическое положение края

Рассматриваемая сеть находится на западе Приморского края. С запада омывается водами Амурского Залива. Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветровому давлению	III
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,2
Район по гололёду	III
Толщина стенки гололёда, мм	20
Средняя минимальная температура воздуха, °С	-23,0
Средняя максимальная температура воздуха, °С	+27,4
Среднегодовая влажность воздуха, %	71
Число грозных часов в год, ч/год	20 - 40

### 1.1.2 Характеристика источников питания района

Электроснабжение Приморского района почти полностью централизовано, обеспечивается из Приморской энергосистемы. Только населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах и имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией от автономных дизельных электростанций.

По территории района проходят системообразующие электрические сети 220-500 кВ (ОАО «ФСК ЕЭС» – «МЭС Востока»), распределение электроэнергии потребителям области осуществляется по сетям 6-10-35-110 кВ.

Основными источниками энергоснабжения в энергосистеме являются четыре тепловых электростанций филиалов «Приморская генерация» и «ЛуТЭК» АО «ДГК». Три электростанции относятся к филиалу «Приморская генерация», располагаются в южной части края и имеют суммарную установленную мощность на конец 2016 года, равную 1 100 МВт:

- Владивостокская ТЭЦ-2 497 МВт;
- Артемовская ТЭЦ 400 МВт;
- Партизанская ГРЭС 203 МВт

Четвёртая электростанция — Приморская ГРЭС — относится к филиалу «ЛуТЭК» располагается в северной части края и имеет суммарную установленную мощность на конец 2015 года, равную 1 467 МВт. Мощность ДЭС изолированных энергорайонов на конец 2015 года составила 21,5 МВт.

Питающими станциями на вверенном мне для развития участке ПС «Голубинка» — ПС «Телецентр» — ПС «Инструментальный завод» — ПС «Орлиная» является Владивостокская ТЭЦ-2.

Владивостокская ТЭЦ2 является одной из крупнейших ТЭЦ региона и обеспечивает до 43% потребностей в электроэнергии и тепле Приморского края.

Производственные показатели:

- Установленная мощность: 497 МВт;
- Тепловая мощность: 1051 Гкал/час;
- Вид топлива: нефтетопливо, газ, уголь.

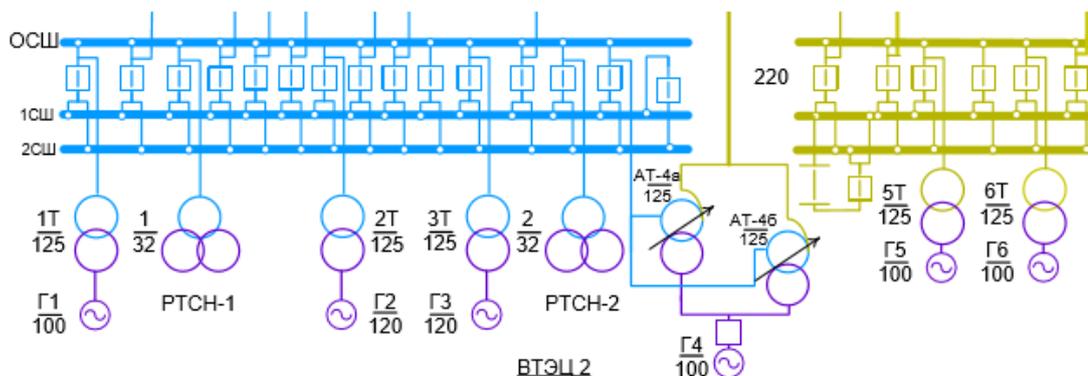


Рисунок 2 – Однолинейная схема ПС «ВТЭЦ-2»

## 1.2 Анализ электрических сетей и режимной ситуации

Рассматриваемая мною в рамках данной выпускной квалификационной работы электрическая сеть филиала ОАО «ДРСК» «Приморские электрические сети» включает в себя 6 ПС 110 кВ: «Орлиная», «Голубинка», «Залив», «ВТЭЦ-1», «А» и 4 ПС 35 кВ: «Ц», «Инструментальный завод», «Телецентр», «З» генерирующей станцией является Владивостокская ТЭЦ-2.

При анализе и дальнейшем развитии сетей следует учесть тот факт, что

рассматриваемый участок сетей характеризуется относительно небольшой протяжённостью линий электропередач, а также тем, что находится в пределах населённого пункта, что накладывает определённые ограничения на возможные технические решения.

ПС «Инструментальный завод» является тупиковой и получает питание по одной цепи. От станции «ВТЭЦ-2» идёт протяжённая ЛЭП напряжением 110 кВ до ПС «Голубинка», ПС «Орлиная», ПС «Залив» и ПС «ВТЭЦ-1», через которые проложены линии электропередач 35 кВ до ПС «Телецентр», ПС «Ц» и ПС «Инструментальный завод». ПС «Голубинка» является отпаечной от ВЛ 110 кВ между Ст «ВТЭЦ-2» и ПС «Орлиная», ПС «Залив».

Данные по потокам мощности, отклонению напряжения от номинального и другие параметры представлены в приложении А.

Обозначение ВЛ, рассматриваемых в рамках данной выпускной квалификационной работы, их номинальное напряжение и протяжённость отражены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики рассматриваемых ВЛ

Линия		U, кВ	Длина, км	Марка провода/кабеля
Начало	Конец			
1	2	3	4	5
А	ВТЭЦ2	110	2,83	2хАСО-300
З	А	110	0,12 3,28	2хАС-240, 2хМ-70
Ц	З	35	0,03 1,28	АС-150, Торсадо 150/25+50АС
ВТЭЦ1	Залив	35	0,26 0,150	2хМ-70 2хАППШВ 1х150
Орлиная	ВТЭЦ1	110	1,6	АС-240
Отпайка 1	Залив	110	1,1	АСО-240

Отпайка 2	Орлиная	110	1,35	АСО-240
Орлиная	Инструментальный завод	35	0,135 0,13 0,6	АПвПу2Г 1х240, АС-120, М-50
Отпайка 3	Орлиная	35	0,135	АПвПу2Г 1*240
Отпайка 3	Залив	35	0,07 0,34 1,09 0,150	АС-120, М-50, М-70, АПпШВ*150
Телецентр	Отпайка 3	35	0,25 0,13	АС-120, М-70
Отпайка 4	Телецентр	35	0,24	АС-120
Отпайка 4	Залив	35	0,01 1,22 0,150	АС-120, М-70, АПпШВ 1*150
Голубинка	Ц	35	0,31 0,4	АС-180, АПвПу2Г 1*150
Голубинка	Отпайка 4	35	0,19 1,37 0,38	АПвПу 1*240, АПвП 1*240, АПвП2Г 1*240
Отпайка 2	Голубинка	110	0,02	АСО-240
Отпайка 1	Голубинка	110	0,02	АСО-240
ВТЭЦ2	Отпайка 2	110	9,8	АС-330
ВТЭЦ2	Отпайка 1	110	9,8	АС-330

### **1.3 Предпосылки для развития и реконструкции существующей сети**

Нагрузка Приморского региона постоянно увеличивается, а существующая сеть с каждым годом всё хуже справляется со своей первостепенной задачей, а именно — бесперебойное обеспечение потребителей качественной электроэнергией. Связано это в первую очередь с износом оборудования и линий электропередач. Износ электрических сетей

филиала АО «ДРСК» превышает 60%, трансформаторных подстанций – 70%. Более 25 лет эксплуатируются около 80% ПС 35-110 кВ, более 40 лет эксплуатируются порядка 35% ЛЭП 35-110 кВ. С состоянием ВЛ на начало 2015 года в пределах рассматриваемого мною участка можно ознакомиться в таблице 3.

Таблица 3 — Дата ввода в эксплуатацию некоторых линий электропередач на рассматриваемом участке

№	Наименование ВЛ	Марка провода	Год ввода ЛЭП в эксплуатацию
1	Залив – отп. На ПС Орлиная	М-50	1956
		М-70	1976
		АПпШВх150	2008
2	Отп. На ПС Инструментальный завод	М-50,	1976
		АС-120	1986
		АПвПу2Г	2008
3	Отпайка на ПС Орлиная – Телецентр	М-70	1976
		АС-120	2008
4	Отпайка на ПС Телецентр	АС-120	1976
5	ВТЭЦ1 - Залив	М-70	1938
		АПпШВх150	2008

ПС "Телецентр» была введена в эксплуатацию в 1969 году. ПС «Инструментальный завод» получает питание по одноцепной линии 35 кВ при том, что в числе её потребителей находятся такие социально значимые сооружения как уголовно-исправительное учреждение, автоматическая телефонная станция. Исчерпана пропускная способность трансформаторов на ПС 35 кВ «Инструментальный завод», ПС «Телецентр».

По результатам выпускной квалификационной работы предполагается реконструкция на ПС «Инструментальный завод», увеличение трансформаторной мощности на ПС «Телецентр». Рассмотрено будет

несколько вариантов: замена уже существующих трансформаторов на более мощные или же установка третьего трансформатора. Кроме того, в целях повышения надёжности планируется резервирование ПС «Инструментальный завод» со стороны ПС «ВТЭЦ-1».

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

### 2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

Проект развития и реконструкции сетей подразумевает использование различных вероятностных характеристик для выбора различного оборудования и оценки уровней потерь мощности.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{nрог} = P_{cp}^{\delta} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{nрог} - t_{\delta}}, \quad (1)$$

где  $P_{cp}^{\delta}$  – средняя мощность за текущий год (определённая по ведомости КДЗ);

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки (для Приморских электрических сетей в заданном районе  $\varepsilon = 2,5 \%$ );

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

$t_{\delta}$  – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Найдём прогнозируемую установленную мощность всех ПС.

Максимальная и эффективная прогнозируемые мощности определяются выражениями:

$$P_{max}^{nрог} = P_{cp}^{nрог} \cdot k_m; \quad (2)$$

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

где  $P_{max}^{nрог}$  – средняя спрогнозированная мощность ПС;

$k_m$  – коэффициент максимума;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной мощности аналогичен.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведется по следующему алгоритму:

- производится прогнозирование средних нагрузок;
- определяются остальные прогнозируемые величины.

Коэффициент максимума и формы принимает равными соответственно 1,2 и 1,17.

Расчёт по данному алгоритму производился в программно-вычислительном комплексе Mathcad 15 и подробно приведен в приложении Б.

Сведем в таблицу 3 рассчитанные вероятностные характеристики.

Таблица 3 – Вероятностные характеристики

№	Наименование	Тр-р	$S_{тр}$	Текущие			Прогнозируемые		
			МВА	$P_{ср}$	$P_{max}$	$P_{эф}$	$P_{ср}$	$P_{max}$	$P_{эф}$
	<b>ПС 110 кВ</b>								
1	ВТЭЦ1	1Т	40	9,8	11,76	11,5	11,1	13,3	12,99
2	ВТЭЦ1	2Т	40	4	4,8	4,68	4,5	5,4	5,27
3	Орлиная	1Т	40	16,4	19,7	19,2	18,5	22,2	21,65
4	Орлиная	2Т	40	4,2	5,04	4,91	4,7	5,6	5,5
5	Голубинка	1Т	40	12,5	15	14,6	14,1	16,9	16,5
6	Голубинка	2Т	40	14	16,8	16,4	15,8	18,9	17,4
7	Залив	1Т	40	13,6	16,3	15,9	15,4	18,5	16,9
8	Залив	2Т	40	6	7,2	7	6,8	8,2	7,5
13	А	Т1	40	21	25,2	24,6	23,9	28,7	27,96
14	А	Т2	40,5	32	38,4	37,4	36,4	43,7	42,6
24	<b>ПС 35 кВ</b>								
25	Ц	1Т	10	6	7,2	7	6,8	8,2	7,95
26	Ц	2Т	10	6,2	7,44	7,28	7,05	8,46	8,25
27	Инструментальный завод	1Т	10	6,4	7,68	7,49	7,2	8,4	8,3
28	Инструментальный завод	2Т	10	10,2	12,24	11,9	13,8	15,5	16,15
29	Телецентр	1Т	10	6,3	7,56	7,37	7,1	8,5	8,13
30	Телецентр	2Т	10	7,2	8,64	8,4	8,1	9,72	9,47
34	З	1Т	10	6,2	7,4	7,25	7	8,4	8,19
35	З	2Т	10	10,1	12,2	11,8	11,4	13,7	13,33

## **2.2 Расчет и анализ режимов**

В данном пункте выполняется расчет и анализ установившихся режимов электрической сети Приморского края.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной информации, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима. Расчет режимов работы является важной частью любого проектирования. Просчитав режим можно максимально приблизиться к реальным условиям, электрическим показателям эксплуатации проектируемой сети. По результатам расчета можно получить наиболее точные характеристики сети, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д. Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах значений ГОСТ 32144-2013 тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В настоящей выпускной квалификационной работе для расчета режимов использован программно-вычислительный комплекс RastrWin3.

### **2.2.1 Подготовка исходных данных для расчета**

Расчет установившегося режима будет производиться в программе RastrWin3, которая не имеет встроенных баз с параметрами линий, трансформаторов и т.д. Поэтому перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме понятной RastrWin3. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов,

нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии [7]:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (4)$$

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

$l_{\text{вл}}$  – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (5)$$

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

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПВК RastrWin3 моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (6)$$

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

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам [7]:

$$K_{\text{тн}} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}; \quad (7)$$

$$K_{\text{тс}} = \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}}; \quad (8)$$

$$K_{\text{тв}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (9)$$

где  $K_{\text{тн}}$ ,  $K_{\text{тс}}$ ,  $K_{\text{тв}}$  – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{нн}$ ,  $U_{сн}$ ,  $U_{вн}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Схема замещения трехобмоточного трансформатора для программы RastrWin3 изображена на рисунке 6.

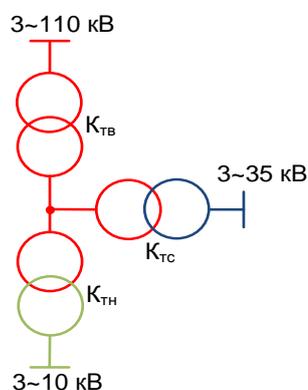


Рисунок 6 – Схема замещения трехобмоточного трансформатора  
110/35/10

В целях увеличения точности прогноза, полученного посредством ПВК RastrWin, было учтено максимально возможное количество смежных с рассматриваемым участком подстанций.

В таблицах 5, 6 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов. Нагрузки в узлах схемы были взяты из прогнозируемого расчета, приведенного выше.

В таблицах 5, 6 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов. Нагрузки в узлах схемы были взяты из прогнозируемого расчета, приведенного выше.

Таблица 5 – Параметры узлов схемы замещения

Тип	№ узла	Название	$U_{ном}$ узла, кВ	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , Мвар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
15	14,6	14,1	16,9	16,5	15		
16,8	16,4	15,8	18,9	17,4	16,8		
16,3	15,9	15,4	18,5	16,9	16,3		

15	14,6	14,1	16,9	16,5	15		
16,8	16,4	15,8	18,9	17,4	16,8		
16,3	15,9	15,4	18,5	16,9	16,3		
7,2	7	6,8	8,2	7,5	7,2		
25,2	24,6	23,9	28,7	27,96	25,2		
38,4	37,4	36,4	43,7	42,6	38,4		
7,2	7	6,8	8,2	7,95	7,2		
7,44	7,28	7,05	8,46	8,25	7,44		
7,68	7,49	7,2	8,4	8,3	7,68		
12,24	11,9	13,8	15,5	16,15	12,24		
15	14,6	14,1	16,9	16,5	15		
16,8	16,4	15,8	18,9	17,4	16,8		
15	14,6	14,1	16,9	16,5	15	16,5	15
16,8	16,4	15,8	18,9	17,4	16,8	17,4	16,8
16,3	15,9	15,4	18,5	16,9	16,3	16,9	16,3
7,2	7	6,8	8,2	7,5	7,2	7,5	7,2
25,2	24,6	23,9	28,7	27,96	25,2	27,96	25,2
38,4	37,4	36,4	43,7	42,6	38,4	42,6	38,4
7,2	7	6,8	8,2	7,95	7,2	7,95	7,2
7,44	7,28	7,05	8,46	8,25	7,44	8,25	7,44
7,68	7,49	7,2	8,4	8,3	7,68		
12,24	11,9	13,8	15,5	16,15	12,24		
15	14,6	14,1	16,9	16,5	15		
16,8	16,4	15,8	18,9	17,4	16,8		

Таблица 6 – Параметры ветвей схемы замещения

	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R	X	Кт/г
	15	14,1	16,9	16,5	15	
	16,8	15,8	18,9	17,4	16,8	

15	14,6	14,1	16,9	16,5	15	
16,8	16,4	15,8	18,9	17,4	16,8	
16,3	15,9	15,4	18,5	16,9	16,3	
7,2	7	6,8	8,2	7,5	7,2	
25,2	24,6	23,9	28,7	27,96	25,2	
38,4	37,4	36,4	43,7	42,6	38,4	
	15	14,6	14,1	16,9	16,5	15
	16,8	16,4	15,8	18,9	17,4	16,8
	16,3	15,9	15,4	18,5	16,9	16,3
	7,2	7	6,8	8,2	7,5	7,2
	25,2	24,6	23,9	28,7	27,96	25,2
	38,4	37,4	36,4	43,7	42,6	38,4
15	14,6	14,1	16,9	8,2	7,95	7,2
16,8	16,4	15,8	18,9	16,9	16,5	15
16,3	15,9	15,4	18,5	18,9	17,4	16,8
7,2	7	6,8	8,2	18,5	16,9	16,3
25,2	24,6	23,9	28,7	8,2	7,5	7,2
38,4	37,4	36,4	43,7	28,7	27,96	25,2
				43,7	42,6	38,4
7,2	7	6,8	8,2			
7,44	7,28	7,05	8,46			

### 2.2.2 Анализ текущего режима

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального установившегося режима представлены в приложении А.

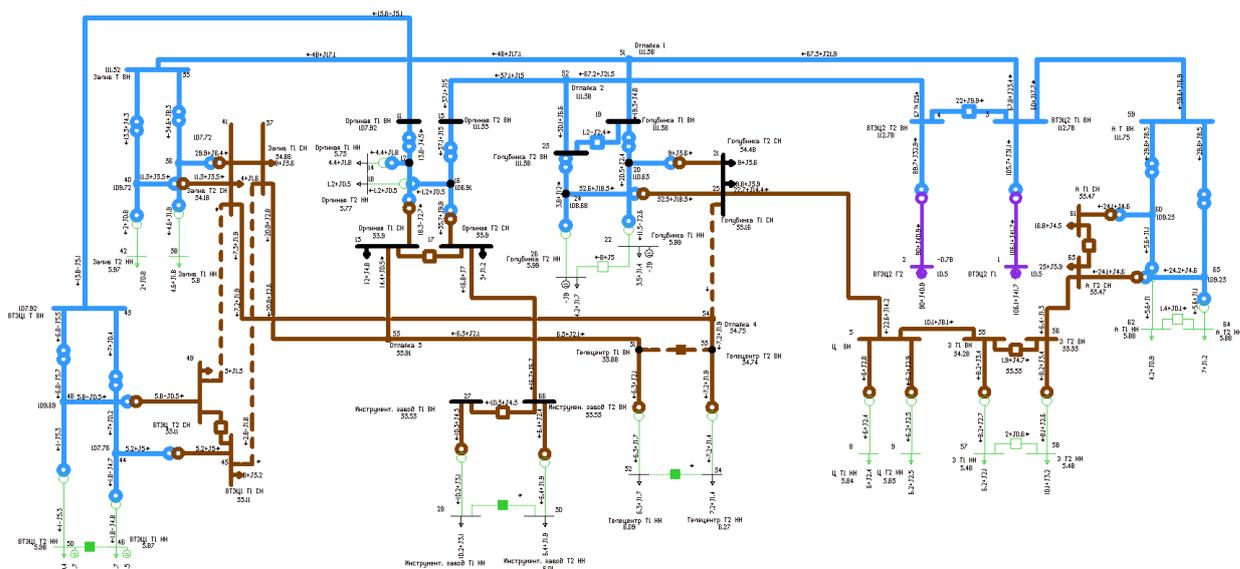


Рисунок 7 – Схема нормального режима RastrWin3

Таблица 6 – Расчетные значения токов схем

Участок	Марка провода/кабеля	$I_{нач}$ , А	$I_{кон}$ , А	$I_{доп}$ , А	$I/I_{доп}$ , %
Голубинка – Ц	АПВПу2Г 1*240, АС-185	449	449	375	109,3
Отпайка 3 – Залив Т1 СН	АПпШВ 1*150 М-50, М-70, АС-120	357	357	275	129,7

По результатам расчёта режима, изображённом на рисунке 7, можно сделать вывод, что линии на участках «Орлиная Т2 СН – Инструментальный завод Т ВН», «Голубинка» - «Ц» перегружена.

Узел	Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ	$dV$ , %
28	Инструмент. Завод Т 1 НН	6	5,62	-6,38
57	3 Т1 НН	6	5,48	-8,63
58	3 Т2 НН	6	5,48	-8,63
45	ВТЭЦ Т1 СН	35	33,11	-5,4
49	ВТЭЦ Т2 СН	35	33,11	-5,4

Регулировка напряжения осуществлялась с помощью устройств РПН,

ПБВ, а также посредством компенсации реактивной мощности (установка шунтирующих реакторов РОДЦ со стороны НН на ПС «Голубинка», ПС «ВТЭЦ-1»)

Напряжение находится в пределах нормы. Напряжение в тех узлах, которые не указаны, не выходят за пределы  $\pm 5\%$ .

### 2.2.3 Анализ перспективного режима

В нормальном перспективном режиме увеличена нагрузка в зависимости от коэффициента, учитывающего среднегодовой темп спроса на электроэнергию. Расчет прогнозирования нагрузок представлен в приложении Б. Результаты расчета нормального перспективного установившегося режима представлены в приложении В настоящей ВКР.

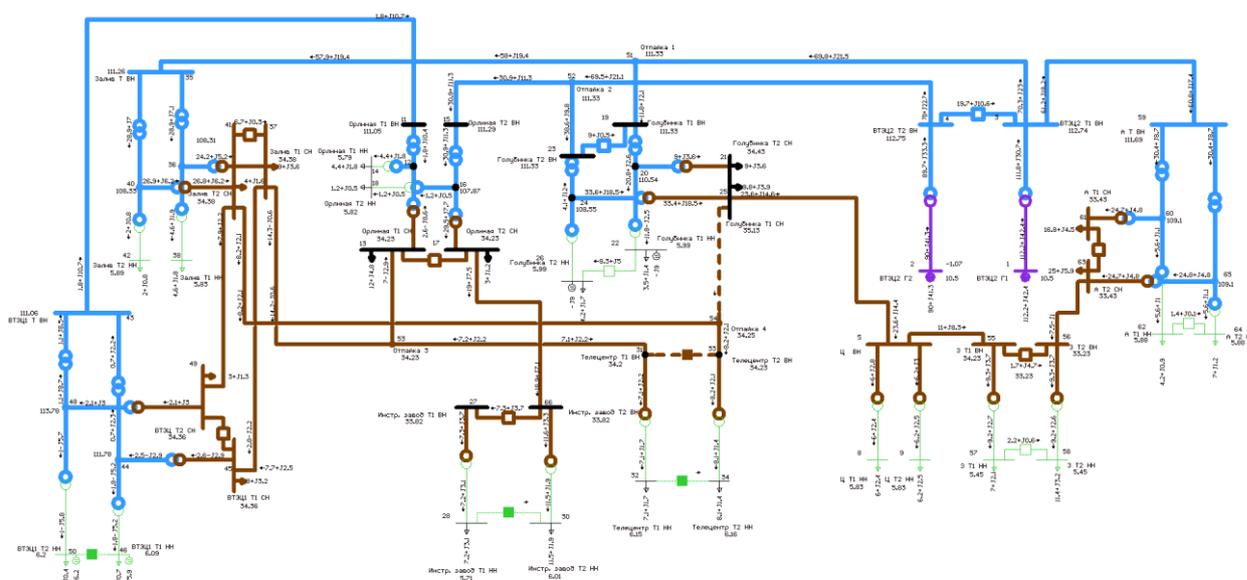


Рисунок 8 – Схема перспективного режима в ПБВ RastrWin3

Рассмотрим послеаварийный режим с отключением самой загруженной линии на рассматриваемом участке. Затем рассмотрим послеаварийный режим с отключением самого загруженного трансформатора на подстанции «Инструментальный завод». Послеаварийные режимы рассмотрены для двух возможных вариантов реконструкции сети и представлены в приложении Д.

### 2.3 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции

Предложенные мною варианты развития подразумевают увеличение трансформаторной мощности на ПС «Инструментальный завод» и ПС «Телецентр» ввиду роста нагрузки в пределах данных ПС, а также строительство кабельной линии электропередач на участке: «Инструментальный завод – ВТЭЦ-1». Рекомендуется провести замену проводов М-50, М-70 на провода с большим сечением в связи с техническим износом (ввод в эксплуатацию некоторых ВЛ на заданном участке состоялся более 70 лет назад), а так же с необходимостью увеличения пропускной способности данного участка сети в связи с ростом нагрузки.

Увеличение трансформаторной мощности может быть достигнуто несколькими путями: заменой уже существующих трансформаторов на более мощные или же установкой третьего трансформатора. Мною будут рассмотрены оба эти варианта и, по результатам экономического расчёта, выбран один. Пунктирной линией обозначена проектная кабельная линия.

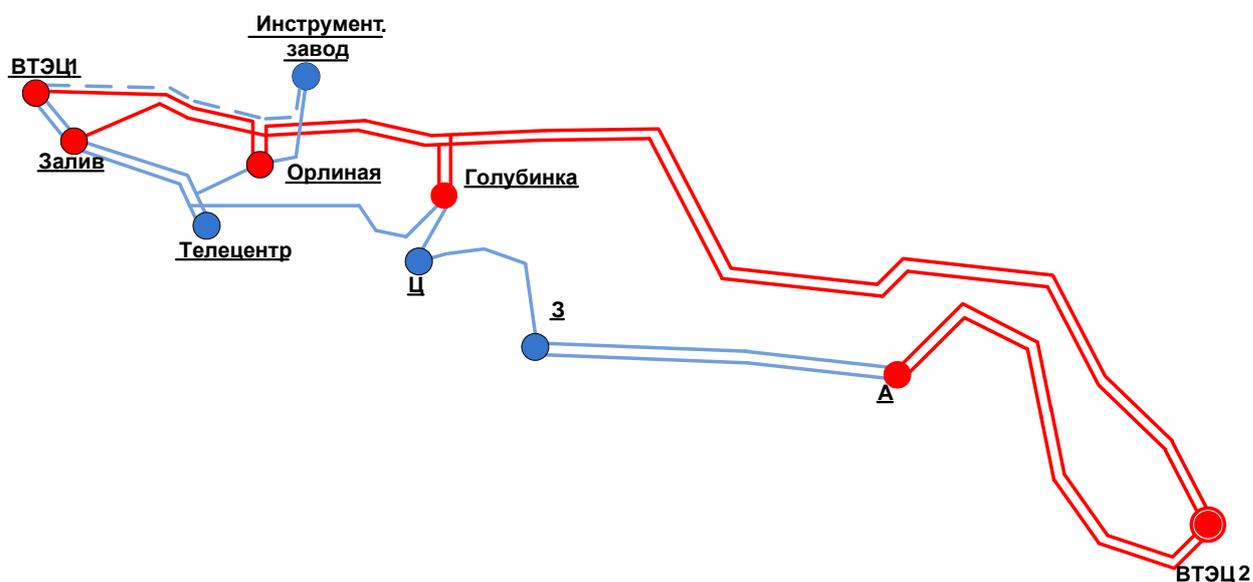


Рисунок 9 –Схема сети после реконструкции

### 2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном разделе рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС «Инструментальный

завод» в связи с прогнозированным увеличением нагрузок и необходимостью создания свободного резерва мощности.

Выбор числа и мощности трансформаторов осуществляется в зависимости от категории надёжности потребителей. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух. Установка более двух трансформаторов (автотрансформаторов) применяется:

- на ПС промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки (например, электропечи);
- если целесообразно использование на ПС двух средних напряжений;
- если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух трансформаторов по существующей шкале.
- на действующей двухтрансформаторной ПС при росте нагрузок сверх расчетного уровня по согласованию с заказчиком.

В данной выпускной квалификационной работе в пределах рассмотренного мною участка ни одна подстанция не питает потребителей первой категории, следовательно, достаточно наличие двух взаиморезервирующих источников питания. Исходя из вышесказанного, делаю вывод о том, что на подстанции требуется наличие двух трансформаторов, но в качестве альтернативного ему варианта мы рассмотрим установку третьего трансформатора без замены уже существующих на интересующую нас ПС. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе (с учетом их допустимой по ТУ перегрузки и резерва по сетям СН и НН) обеспечивали питание полной нагрузки. Выбор мощности трансформаторов классов напряжения до 110 кВ включительно производится согласно ГОСТ`у 14209—97. В соответствии со стандартом в аварийных случаях трансформаторы классов напряжения до 110 кВ включительно допускают перегрузку в 1,4 номинальной мощности. Перегрузка допускается на время максимума нагрузки продолжительностью

не более 4 ч в сутки при условии, что предшествующая нагрузка составляла не более 0,8 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки  $t = 20$  °С. Поэтому для двухтрансформаторной ПС при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора должна быть не выше  $0,7 P_{ав}$  но не менее  $P_{max}/2$ .

Расчётная мощность двухобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{нн}^2 + Q_{нн}^2}}{n_m \cdot K_3^{opt}}$$

где  $S_P$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{нн}$  – средняя активная мощность в зимний период передаваемая трансформатором в сеть низкого напряжения, МВт;

$Q_{нн}$  – реактивная мощность в зимний период передаваемая трансформатором в сеть низкого определенная согласно оптимизации режима работы сети, Мвар;

$n_m$  – число трансформаторов;

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции, равный 0,7; для трёхтрансформаторной – 0,6.

Проверка выбранных трансформаторов осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [30]:

$$K_3^{norm} = \frac{\sqrt{P_{нн}^2 + Q_{нн}^2}}{S_{т.ном}}; \quad (11)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{P_{нн}^2 + Q_{нн}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{т.ном}}. \quad (12)$$

Рассчитаем коэффициент загрузки для самого загруженного трансформатора ПС «Инструментальный завод» для первого варианта

реконструкции, т.е. в случае замены трансформаторов на более мощные:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{9,3^2 + 3,3^2}}{16} = 0,616.$$

Учитывая тот факт, что нагрузку на трёхтрансформаторных ПС рекомендуется распределять равномерно, рассчитаем коэффициент загрузки устанавливаемого трансформатора «Инструментальный завод» для второго варианта реконструкции, т.е. в случае установки третьего трансформатора:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{5,66^2 + 1,96^2}}{10} = 0,601.$$

Загрузка трансформаторов находится в допустимых пределах.

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов. В связи с тем, что в данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция сети, а не проектирование, то проверим коэффициент загрузки подстанции при отключении одного трансформатора, сначала для первого варианта, затем для второго варианта реконструкции.

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{17^2 + 5,9^2}}{16} = 1,13;$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{17^2 + 5,9^2}}{(3-1) \cdot 10} = 0,909.$$

Для двух возможных вариантов такие значения коэффициента загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах являются допустимыми при длительном режиме работы, поэтому принимаем решение о замене существующих трансформаторов на два трансформатора типа ТДН-16000/35 с номинальной мощностью 16000 МВА, номинальное напряжение высокой стороны 38,5 кВ, низкой стороны 6,3 кВ для первого варианта, и установку третьего трансформатора типа ТДН-10000/35 с номинальной

мощностью 10000 МВА, номинальное напряжение высокой стороны 38,5 кВ, низкой стороны 6,3 кВ.

Для наглядности выбранные мною трансформаторы для обоих вариантов и коэффициенты их загрузки в нормальном и послеаварийном режиме приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбранные трансформаторы и соответствующие им коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Первый вариант развития			Второй вариант развития		
Марка трансформаторов	К <sub>загр норм</sub> , %	К <sub>загр пав</sub> , %	Марка трансформаторов	К <sub>загр норм</sub> , %	К <sub>загр пав</sub> , %
ТДН-16000/35	0,616	1,13	ТДН-10000/35	0,601	0,909
ТДН-16000/35	0,507	1,13	ТДН-10000/35	0,601	0,909
—	—	—	ТДН-10000/35	0,601	0,909

## 2.5 Выбор марки и сечения кабельных линий

Как уже оговаривалось ранее, в ходе реконструкции планируется строительство КЛ на участке ПС «Инструментальный завод» - ПС «ВТЭЦ-1».

В рамках данной выпускной квалификационной работы планируется использовать кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Основными преимуществами кабеля с СПЭ-изоляцией является большая пропускная способность за счёт увеличения допустимой температуры жилы (допустимые токи нагрузки на 15-30% больше, чем у кабеля с пропитанной бумажной изоляцией. Так же стоит упомянуть о меньшем весе, диаметре и радиусе изгиба кабеля, что обеспечивает лёгкость прокладки кабеля как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных участках.

Номинальное сечение токопроводящих жил кабелей выбирается на основании экономической плотности токов. Экономически целесообразное сечение  $S$  определяется из отношения:

$$S = \frac{I}{j_{\text{эк}}},$$

где  $j_{\text{эк}}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>;

$I$  – расчётный ток в час максимума энергосистемы, мм.

Кабель с выбранным сечением проверяется по длительно допустимым токам согласно данным каталогов заводов-изготовителей.

$$I_{\text{дл\_доп}} > I_{\text{макс\_раб}},$$

где  $I_{\text{дл\_доп}}$  – длительно допустимый рабочий ток линии, А;

$I_{\text{макс\_раб}}$  – максимальный рабочий ток линии, А.

Максимальный рабочий ток линии мы можем определить на основании прогнозируемых нагрузок, полученных ранее.

$$I_{\text{макс\_раб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{мах}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}},$$

где  $P_{\text{нн}}$  – прогнозируемая активная мощность в зимний период, передаваемая трансформатором в сеть низкого напряжения, МВт;

$Q_{\text{нн}}$  – прогнозируемая реактивная мощность в зимний период, передаваемая трансформатором в сеть низкого определенная согласно оптимизации режима работы сети, Мвар.

Для пересчета длительного допустимого тока по условиям прокладки, применяемым в проекте, заводы-изготовители кабеля в каталогах указывают поправочные коэффициенты на свою продукцию, которые учитывают изменения исходных условий и зависят от:

- температуры окружающей среды;
- глубины прокладки кабеля;

- величины удельного теплового сопротивления грунта;
- взаимного расположения кабелей и расстояния между ними;
- взаимного расположения и количества цепей;
- возможной прокладки кабелей в трубах.

$$I_{\text{дл\_доп}} = I_{0\text{дл\_доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_n,$$

где  $I_{0\text{дл\_доп}}$  – длительно допустимый ток кабеля, приведённый в каталоге для исходных условий, А;

$k_n$  – поправочные коэффициенты.

Исходя из всего вышеизложенного произведём выбор сечения кабеля на участке ПС «Инструментальный завод» - ПС «ВТЭЦ-1».

$$I_{\text{макс\_раб}} = \frac{\sqrt{19,8^2 + 3,6^2}}{35 \cdot \sqrt{3}} = 340 \text{ А.}$$

На основании максимального рабочего тока рассчитаем экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{340}{1,7} = 200 \text{ мм.}$$

Округляем полученное сечение в большую сторону до ближайшего в ряду номинальных сечений кабелей.

Рассмотрим вариант с сечением 240 мм со значением длительно допустимого тока 440 А.

$$I_{\text{дл\_доп}} = 440 \cdot 1,01 \cdot 0,92 \cdot 0,85 = 358,85 \text{ А,}$$

## 2.5 Выбор оптимального варианта электрической сети

Не дописал, но предполагается выбор 2-ух трансформаторной ПС по ряду причин: экономическая целесообразность (тр-ры на ПС «Инструментальный завод» установлены в 60-ых годах, так что скоро их в любом случае придётся менять; повышенные издержки для 3-ёх тр-ой ПС), «человеческий фактор» (проще обслуживать ПС с 2-мя тр-рами, чем с 3-мя), ну и 2 МВт в копилку свободной свободной мощности (32 МВт у

двухтрансформаторной ПС против 30 МВт у трёхтрансформаторной). Ну и по мелочам, воткнуть в этот раздел предполагаемые однолинейные двух- и трёх- трансформаторных ПС. Убрать пункт как таковой не рассматривается как вариант.

## 3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 3.1 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [32]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

### 3.2 Расчет капиталовложений на сооружение КЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии, транспортировку, монтаж [15].

Базовые показатели стоимости КЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимостные показатели КЛ существенно зависят от принятой трассы, характера и числа пересекаемых инженерных коммуникаций, сопутствующих затрат, а также от способа прокладки [15].

Для получения полной стоимости КЛ к показателям удельной стоимости добавляют затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты.

Данные по КЛЭП, с учетом дополнительных затрат проектируемой сети приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Параметры линий приведенные 2016 году

Наименование ветви	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км
Инструментальный завод – ВТЭЦ1	АПВП – 1*240	1,68	1985

При оценке стоимости КЛ в центральной части крупнейших городов следует учитывать стоимость сооружения коллектора (туннеля).. Стоимость сооружения коллекторов приведена в табл. 7.14.

Таблица 99 - Стоимость сооружения коллекторов и переходных пунктов

Коллекторы, сооружаемые щитовым способом	Удельная стоимость 1 км линии, млн. руб/км
2,0-5,0	40-90

Базисная стоимость кабельных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{\text{КЛЭП}} = k_{\text{инф}} \cdot k_{\text{тер}} \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij}, \quad (33)$$

где  $k_{\text{инф}}$  – коэффициент инфляции;

$k_{\text{тер}} = 1,3$  – территориальный коэффициент;

$\sum_{i=1}^n C_i$  – суммарная стоимость сооружения КЛЭП;

$l_{ij}$  - длина участка КЛ, входящего в проектируемую сеть.

$$K_{\text{КЛЭП}} = 8,45 \cdot 1,3 \cdot 1,68 \cdot 1985 = 36632 \text{ тыс. руб}$$

Суммарные капиталовложения в сооружение ВЛЭП с учетом прочих затрат находится используя формулу, млн.руб:

$$K_{\text{КЛЭП}\Sigma} = K_{\text{КЛЭП}} \cdot k_{\text{проч.зат}}, \quad (34)$$

где  $k_{\text{проч.зат}} = 2,21$  - коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение КЛ, которые составляют 22,1 %;

Таким образом, затраты на сооружение КЛЭП в Приморском крае с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

$$K_{\text{КЛЭП}\Sigma} = 36632 \cdot 2,21 = 80958 \text{ тыс. руб.}$$

### 3.3 Капитальные затраты в реконструкцию ПС

В капитальные вложения на реконструкцию подстанций входят: затраты на приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку а так же затраты на демонтаж уже имеющегося оборудования.

Базовые показатели реконструкции ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на реконструкцию подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{пост}}) \cdot k_{\text{инф}} \cdot k_{\text{тер}} + (K_{\text{демонтаж\_тр}} + K_{\text{демонтаж\_выкл}}) \cdot k_{\text{инф}} \cdot k_{\text{тер}},$$

где  $K_{\text{ОРУ}}$  – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{\text{ТР}}$  – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{пост}}$  - постоянная часть затра, в случае реконструкции ПС может быть учтена в %;

$K_{\text{демонтаж\_тр}}$  - капиталовложения в демонтаж трансформаторов с последующей утилизацией.

$K_{\text{демонтаж\_выкл}}$  - капиталовложения в демонтаж выключателей, подлежащих дальнейшему использованию.

$k_{\text{тер}}$  – районный коэффициент для Приморского края [15];

$k_{\text{инф}}$  – коэффициент инфляции на 2016 г.

В таблице 42 представлены типы трансформаторов, выбранных для данной сети и их базовая стоимость на период 2000 г. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [15].

Таблица 42 – Трансформаторы

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
Инструментальный завод	ТДН – 16000/35	2	3700
Телецентр	ТДН – 16000/35	2	3700

Капитальные затраты на КРУ (ОРУ) (количество вакуумных выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 43 [15].

Таблица 43 – Стоимость ОРУ

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, тыс. руб	Срок полезного использования $T_{\text{сл}}$ , лет
5АН	35	Инструментальный завод	7000	20
13	35	ВТЭЦ-1	400	20

Постоянная часть затрат представлена в таблице 44 [15].

Таблица 44 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб
5АН	35	Инструментальны й завод	3500
13	35	ВТЭЦ-1	2000

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС, млн.руб:

$$K_{ПС} = 304,355 \text{ млн. руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 45[15].

Таблица 45 – Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть

Тип оборудования	Капиталовложения, млн.руб.
Силовые трансформаторы	14,8
ОРУ (+ выключатели)	7,4
Постоянная часть затрат	5,5
Кабельные линии	80
Демонтаж оборудования	0,71
<b>ИТОГО</b>	<b>108,41</b>

Как видно из таблицы 43, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

### **3.4 Расчет амортизационных отчислений**

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу

(услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}, \quad (36)$$

где  $K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$  – срок службы соответствующего оборудования (для КЛ - 25 лет, для оборудования ПС – 20 лет) [15].

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma\text{КЛ}}}{T_{\text{сл}}} + \frac{K_{\Sigma\text{ПС}}}{T_{\text{сл}}} = \frac{80}{25} + \frac{28,41}{20} = 4,62 \text{ млн. руб.}$$

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл.ПС}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл.ВЛ}}} = 109,48 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

### 3.5 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях.

Все вышеперечисленные данные были рассчитаны в курсовом проекте «Электроэнергетические системы и сети» и приведены в Приложении Ж.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети [15]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (37)$$

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,609 руб/кВтч

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\Sigma} = 6409 \text{ тыс.руб}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (38)$$

где  $K_{\text{ПС}}$  – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$  – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{ПС}} = 0,0525$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС [2];

$\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,0065$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ [15].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования:

$$I_{\text{ЭКС}} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 72.823 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

### 3.6 Расчет штатной численности персонала

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия [33].

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, воспользуемся статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле ниже:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot N_{числ} \cdot ЗП_{ср} , \quad (39)$$

где  $N_{числ}$  – численность персонала предприятия, человек;

$ЗП_{ср}$  – месячная тарифная ставка работника электроэнергетической отрасли по Приморскому краю [33];

Фонд заработной платы по предприятию в целом составит:

$$\Phi ЗП_{год} := N_{числ} \cdot ЗП_{ср} \cdot 12 = 10.296 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

### 3.7 Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ

В данной дипломном проекте учитываются страховые взносы в Пенсионный Фонд Российской Федерации (в размере 22 %), отчисления в Фонд социального страхования (в размере 2,9 %), а также в Фонд обязательного медицинского образования ( в размере 5,1 %). Общая сумма страховых взносов в ПФ составляет 30 % в год от заработной платы работника [34].

Отчисления в Пенсионный Фонд определяются следующим образом:

$$СВ_{год} = \Phi ЗП_{год} \cdot 0,3 , \quad (40)$$

где  $\Phi ЗП_{год}$  – годовой фонд заработной платы по предприятию в целом.

$$СВ_з := \Phi ЗП_{год} \cdot 0.3 = 3.089 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

### 3.8 Определение себестоимости электроэнергии

Смета эксплуатационных расчетов приведена ниже в таблице 46 [44].

Таблица 46 – Эксплуатационные расчеты

Расходы	Миллионов рублей
---------	------------------

Заработная плата рабочих (ФЗП <sub>год</sub> )	10,3
Эксплуатационные расходы (И <sub>ЭКС</sub> )	72,8
Прочие расходы (И <sub>ПР</sub> )	87,6
Амортизационные отчисления (И <sub>АМ</sub> )	109,5
Затраты на потери (И <sub>ΔW</sub> )	6,4
Суммарные расходы (И <sub>Σ</sub> )	286,6

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (41)$$

где  $W$  – полезный расход электроэнергии за год;

$I_{\Sigma}$  – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{год} = \sum_{i=1}^n P_p \cdot T_{max} \quad (42)$$

где  $\sum_{i=1}^n P_p$  – полезный расход электроэнергии за год;

$T_{max}$  – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{год} := \sum P_p \cdot T_{max} = 305000 \text{ МВт*ч/год}$$

Определяем себестоимость передачи электрической энергии:

$$C := \frac{I_{\Sigma}}{W_{год}} = 939.752 \times 10^{-3} \text{ руб./кВт*ч}$$

### 3.9 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока

окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\_П}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\_П}} (П_{чt} - I_{AMt}), \quad (43)$$

где  $t_c$  – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

$t_n$  – момент начала производства;

$I_{AMt}$  – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода-то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$ЧДД = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (44)$$

где  $O_p$  – выручка от реализации проекта;

$K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$I_t$  – полные эксплуатационные расходы;

$H_t$  – отчисления налога на прибыль;

$E$  – ставка рефинансирования,  $E = 0,0825$ , согласно указанию Банка России от 13.09.2012 № 2873-У «О размере ставки рефинансирования Банка России» [38].

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^1} = -1.175 \times 10^6$$

ЧДД на четвертом году:

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^4} = 464.059 \times 10^3$$

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Ж

Принимаем допущения:

1. строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 4 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на листе 3 графической части диссертации.

В рамках данного ВКР предполагается установка КТПБ на ПС «Инструментальный завод». Комплектные трансформаторные подстанции 35/10(6) кВ предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц, для систем с изолированной нейтралью и используются для электроснабжения коммунальных и промышленных потребителей, крупных сооружений.

КТПБ предназначены для наружной установки.

Сторона высшего напряжения КТПБ выполнена в виде закрытого распределительного устройства. Климатическое исполнение и категория размещения – У1 или УХЛ1 по ГОСТ 15150; тип атмосферы III по ГОСТ 15150. Изоляция оборудования – А(I-II) или Б(II) по ГОСТ 9920. КТПБ рассчитаны на максимальные ветровые нагрузки, соответствующие IV району по гололеду, а также совместное воздействие климатических факторов в сочетаниях, соответствующих ПУЭ.

Сторона низшего напряжения КТПБ выполнена в виде закрытого распределительного устройства наружной установки. Модульное здание сейсмостойко при сейсмических воздействиях интенсивностью до 8 баллов по шкале MSK-64 включительно на уровне до 10 м по ГОСТ 17516.190. Конструкция КРУ КС-10 размещенная в модульном здании сейсмостойка во всем диапазоне сейсмических воздействий землетрясения до 9 баллов по шкале MSK-64 включительно на уровне до 25 м по ГОСТ 17516.1-90.

Далее производим выбор оборудования для модульной КТП производства ОАО «Электроцит». Все элементы РУ электрической станции или подстанции должны надежно и сколь угодно долго работать в условиях нормальных режимов, и, помимо этого обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шинных, изолирующих конструкций и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным режимам, которые могут возникать в эксплуатации.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям нормального (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение. При проверке аппаратов и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид КЗ принимают трехфазное КЗ.

Кроме того, следует учитывать внешние условия работы оборудования (температурные показатели, загрязненность атмосферы, высоту над уровнем моря и т. д.), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной стойкостью и защищенностью. Для этой цели выше была приведена характеристика района расположения подстанции.

При выборе любого оборудования целесообразно применение устройств одного производителя для наилучшей их совместимости. Необходимо руководствоваться статистическими данными о надежности выбираемого оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также о стоимости. Определяющим фактором является соответствие выбираемого оборудования выбранной схеме распределительного устройства.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 12. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Таблица 12 – Максимальные рабочие токи в ПС «Инструментальный завод»

Номинальное напряжение, кВ	Максимальный рабочий ток, А
----------------------------	-----------------------------

35	354
10	1113

#### **4.1 Расчёт токов короткого замыкания**

Коротким замыканием называют всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю [17].

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжения в системе и вызывает дополнительный нагрев токоведущих элементов и проводников выше допустимого, которое особенно велико вблизи места КЗ. Кроме теплового действия, токи КЗ вызывают между проводниками большие механические усилия, которые особенно велики в начальной стадии процесса, когда ток достигает максимума. При недостаточной прочности проводников и их креплений они могут быть разрушены при коротком замыкании.

При задержке отключения короткого замыкания сверх допустимой продолжительности может произойти нарушение устойчивости электрической системы, что является в сущности одним из наиболее опасных последствий КЗ, так как оно отражается на работе всей системы.

Под расчетом электромагнитного переходного процесса обычно понимают вычисление токов и напряжений при заданных условиях. В зависимости от назначения такого расчета находят указанные величины для заданного момента времени или находят их изменение в течение всего переходного процесса. При этом решение обычно производится для одной или нескольких точек схемы [19].

Данный расчет проводился для выбора оборудования на всех РУ ПС

«Инструментальный завод». Расчёт произведён при отключённом секционном выключателе. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 11.

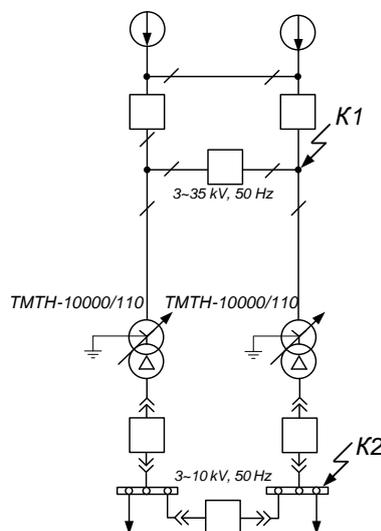


Рисунок 11 – Расчетное место КЗ

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай КЗ.

На рисунке 12 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

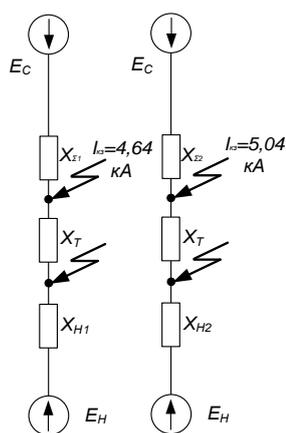


Рисунок 12 – Схема замещения

Напряжения на шинах подстанции принимается с учетом перспективного режима сети и соответствует значениям:

- напряжение на стороне 35 кВ принимается равным 37 кВ;
- напряжение на стороне 10 кВ принимается равным 10,5 кВ.

Ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{кз.вн2} = \left( \frac{1}{X_{\Sigma 2}} \cdot \frac{1}{X_m \cdot X_{н2}} \right) \cdot I_{\delta 35} = 5,04 \text{ кА}, \quad (26)$$

Ток КЗ высокой стороны взят с карты токов короткого замыкания Приморского края за 2015-ый год.

$$X_m = \frac{U_n}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_m} = 0,5 \text{ о.е.}$$

$$X_{н2} = X_n \cdot \frac{S_{\delta}}{S_m} = 3,76 \text{ о.е.}$$

$$I_{\delta 35} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = 1,56 \text{ кА.}$$

$$I_{\delta 6} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 9,16 \text{ кА.}$$

$$I_{\delta 6} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 9,16$$

Выразим  $X_{\Sigma 2}$  из (26) и получим его значение:

$$X_{\Sigma 2} = 0,33 \text{ о.е.}$$

$$I_{кз.вн2} = 13,12 \text{ кА}$$

Очевидно что на трансформаторе 1 все ТКЗ будут меньше, а значит его рассматривать не будем.

## 4.2 Выбор выключателей

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах [21].

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие

требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасности; удобство транспортировки и обслуживания [15].

В данном дипломном проекте предусматривается установка вакуумных выключателей на высокой и низкой стороне ПС.

По сравнению с масляными выключателями, вакуумные выключатели обладают высокими техническими характеристиками:

- большими значениями номинального напряжения и номинального тока отключения;
- высоким ресурсом по коммутационной и механической стойкости;
- минимум обслуживания;
- низкими эксплуатационными затратами;
- отсутствием загрязнения окружающей среды.

Выбор и проверка выключателей осуществляется по следующим параметрам:

- напряжению установки;
- длительному току;
- по включающей способности;
- по отключающей способности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости [23].

Условия выбора:

$$U_{\text{ном.эл.об}} \geq U_{\text{ном.эл.уст}}, \quad (33)$$

где  $U_{\text{ном.эл.об}}$  – номинальное напряжение аппарата (электрооборудования);

$U_{\text{ном.эл.уст}}$  – номинальное напряжение электроустановки.

$$I_{\text{ном.эл.об}} \geq I_{\text{раб. макс}}, \quad (34)$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{n0} \leq I_{\text{отк.ном}} . \quad (35)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{отк.ном}} , \quad (36)$$

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

$\beta_n$  – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

$i_{\text{ат}}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ , кА;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{z \min} + t_{\text{св}} , \quad (37)$$

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

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

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$  равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{n0} \cdot e^{-\tau / T_a} , \quad (38)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Если условие  $I_{n0} \leq I_{\text{отк.ном}}$  соблюдается, а  $i_{\text{ат}} > i_{\text{аном}}$ , то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по

условию:

$$(\sqrt{2}I_{n0} + i_{ат}) \leq I_{отк.ном} \cdot (1 + \frac{\beta_n}{100}). \quad (39)$$

По включающей способности проверка производится по условиям:

$$i_y \leq i_{вкл}; \quad (40)$$

$$I_{n0} \leq I_{вкл}, \quad (41)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения, кА;

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

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2}I_{n0} \cdot k_y, \quad (42)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент.

Выключатели проверяются также на электродинамическую и термическую стойкость.

Электродинамической стойкостью аппарата называют его свойство противостоять действию тока КЗ в течение первых нескольких периодов без механических повреждений, препятствующих его дальнейшей работе.

Заводы-изготовители характеризуют электродинамическую стойкость аппаратов номинальным током электродинамической стойкости, под которым следует понимать наибольший гарантированный заводом-изготовителем начальный ток КЗ, который аппарат выдерживает без механических повреждений. Гарантированные значения тока КЗ не должны быть превышены в течение сколь угодно малого времени. На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{n0} \leq I_{дин}; \quad (43)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (44)$$

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

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

Термической стойкостью аппарата называют его способность противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Термическую стойкость аппаратов заводы-изготовители характеризуют током термической стойкости и временем его прохождения.

Током термической стойкости аппарата называют периодический ток (действующее значение), установленный заводом-изготовителем на основании соответствующих тепловых расчетов и испытаний в качестве номинального параметра аппарата. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение времени термической стойкости. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (45)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчету,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

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

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

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{н0}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (46)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения, с.

Согласно ПУЭ время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в}, \quad (47)$$

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

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

Выбор выключателей необходимо провести в КРУ 35 и 10 кВ. В качестве примера подробно разберем выбор выключателей на стороне 35 кВ. Сопоставление каталожных и расчетных данных для всех остальных

выключателей сведем в таблицы ниже.

Первоначально принимаем для установки на ПС «Инструментальный завод» элегазовый баковый выключатель марки ВВН-СЭЦ-Э-35-25/1000 УХЛ1.

Данный выключатель имеет пружинный привод и встроенный трансформатор тока.

Ток апериодической составляющей, номинальный:

$$I_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 14,14 \text{ кА.}$$

Ток апериодической составляющей в месте установки:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 5,04 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 0,585 \text{ кА.}$$

Ток термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки:

$$B_k = 5,04^2 \cdot (2,04 + 0,02) = 52,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ВВН- ВВН-СЭЦ-Э-35-25/1000 УХЛ1 приведены в таблице 13.

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит, может быть принят к установке.

Принимаем для установки на ПС «Инструментальный завод» вакуумный унифицированный выключатель марки ВВН-СЭЦ-Э-35-25/1000 УХЛ1 с электро-моторным приводом, произведенный компанией ЗАО «Электроцит».

Таблица 14 – Параметры выбора выключателя ВВН-СЭЦ-Э-35-25/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 354 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 5,04 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 14,14 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 0,585 \text{ кА}$	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 5,04 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 5,04 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 52,33 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выключатель прошел проверку по всем параметрам, принимаем его к установке.

Для установки в КРУ 10 кВ принимаем вакуумный унифицированный выключатель марки ВВУ-СЭЩ-Э3-10-20/1600 У2 с электро-магнитным приводом того же производителя.

Сопоставление каталожных данных ВВУ-СЭЩ-Э3-10-20/1600 У2 с расчетными приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЩ-Э3-10-20/1600 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1113 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 13,12 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 2,51 \text{ кА}$	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$

$i_{вкл} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,88 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 13,12 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,88 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 13,12 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 266,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбираем выключатель этой марки, так как он прошел проверку.

### 4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока служат для подключения измерительных приборов и устройств защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выбор трансформаторов тока осуществляем следующим образом:

- по напряжению установки;
- по номинальному току, причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности измерения;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;
- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (48)$$

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2 \quad (49)$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{приб}$ , соединительных проводов  $R_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $R_k$ :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k. \quad (50)$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (51)$$

где  $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{пр} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k. \quad (52)$$

Исходя из данного условия, можно найти минимальное сечение провода:

$$S_{min} = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{пр}}, \quad (53)$$

где  $\gamma$  – удельная проводимость материала провода, 54 м/Ом·мм<sup>2</sup> для меди;

$l_{расч}$  – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу:

$$l_{расч} = 2l, \quad (54)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

При включении схемы в неполную звезду:

$$l_{расч} = \sqrt{3}l. \quad (55)$$

При включении схемы в полную звезду:

$$l_{расч} = l. \quad (56)$$

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов

можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 18.

Таблица 18 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
КРУ 35 кВ	50-60

В качестве примера произведем подробный расчет для выбора трансформатора тока в линейной ячейке КРУ 35 кВ.

В таблице 19 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в данной ячейке.

Таблица 19 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках ОРУ 35 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.02.2	2	0	2
Итого		12	9	12

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{12}{5^2} = 0,48 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,48 - 0,01 = 0,71 \text{ Ом.}$$

Применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина согласно таблице 18 – 60 м, тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{60}{54 \cdot 0,71} = 1,56 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем кабель КРВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Проверяем соответствие условию выбора трансформатора тока с учетом данного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{60}{54 \cdot 2,5} = 0,44 \text{ Ом};$$

$$R_2 = 0,44 + 0,48 + 0,01 = 0,93 \text{ Ом}.$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 20.

Выбор ТТ в КРУ 35 кВ целесообразней производить по ячейке силового трансформатора, так как там подключается наибольшее количество приборов. Перечень данных приборов представлен в таблице 21.

К установке в КРУ 35 кВ примем ТТ серии ТОЛ-СЭЩ-35 кВ.

Измерительные трансформаторы ТОЛ выполнен в виде опорной конструкции. Корпус измерительных трансформаторов тока выполнен из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

Выводы вторичных обмоток расположены на короткой боковой поверхности измерительного трансформатора тока. Возможно изготовление изделия с пломбируемой прозрачной крышкой, защищающей группу вторичных контактов от несанкционированного доступа.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ с литой изоляцией марки ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5S-30-400/5-У2 приведено в таблице 22. По результатам расчета для соединения с приборами принят медный кабель КРВГ 2,5 мм<sup>2</sup> – НУЖНО ЛИ В КРУ УЧИТЫВАТЬ ЭТО? Там

же всё по ячейкам расфасовано, а ячейки к жёстким шинам закатывают.

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5S-30-400/5-У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_n = 400$ А	$I_{раб.мах} = 354$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом	$Z_2 = 0,93$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 5,04$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 52,33$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

В КРУ 10 кВ принимаем к установке трансформаторы тока той же серии, что и в ОРУ 35 кВ – ТОЛ-СЭЩ-10. Приборы в ячейках КРУ 10 кВ представлены в таблице 22.

Таблица 23 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.02.2	2	0	2
Итого		2	4	2

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/0,5S-30-1200/5-У2 приведено в таблице 24. По результатам расчета для соединения с приборами принят медный контрольный кабель с резиновой изоляцией жил, с оболочкой из поливинилхлоридного пластика, без защитных покровов КРВГ 1 мм<sup>2</sup>.

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/0,5S-30-

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_n = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1113 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,26 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,12 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 266,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Как видно из таблиц, все выбранные трансформаторы тока соответствуют необходимым условиям и могут быть приняты к установке.

#### 4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [23].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (57)$$

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

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Для примера подробно произведем выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 35 кВ. Перечень приборов, подключаемых к ТН,

представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 35 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Варметр	СВ3021	5	2	10
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2	6	12
Итого				49,5

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2дон} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \% , \quad (58)$$

где  $\Delta U_{2дон} = 0,5 \%$  – допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3}$  кВ – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} , \quad (59)$$

$$I_2 = \frac{49,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,86 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{60 \cdot 0,86 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} \cdot 100 = 3,31 \text{ мм}^2.$$

Примем медный кабель марки КРВГ сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Примем к установке на КРУ 35 кВ трансформаторы напряжения

Сопоставление каталожных и расчетных данных данного трансформатора напряжения с расчетными приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НОЛ-СЭЩ-35-IV-0,5-75 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 49,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Аналогичным образом производится выбор трансформаторов напряжения на КРУ 10 кВ. Примем к установке в данных РУ трехфазную антирезонансную группу измерительных трансформаторов напряжения внутренней установки НАЛИ-СЭЩ-10 кВ.

Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблицах 27 и 28. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЩ-10-1-0,5-25-У2 представлено в таблицах 30 соответственно.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5

Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2	2	4
Итого				16,5

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЩ-10-1-0,5-25-У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 25$ ВА	$S_{2\Sigma} = 16,5$ ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения выберем медный кабель марки КРВГ сечением 1 мм<sup>2</sup>.

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

#### 4.5 Выбор ошиновки

В ЗРУ 10 кВ приняты к установке ячейки КРУ-СЭЩ-70 производства ЗАО «Электрощит».

Основные конструктивные особенности КРУ СЭЩ-70:

- верхнее расположение сборных шин;
- одностороннее обслуживание;
- выдвижной элемент в средней части шкафа с выкатыванием на инвентарную тележку;
- фасадные двери, обеспечивающие локализацию аварии;
- заземляющий разъединитель с пружинной доводкой ножей;
- единый контур заземления;
- рама основания не требует специального нулевого цикла;
- возможность разделки до 12 кабелей в одном шкафу;
- двухступенчатая дуговая защита;

- простые шторки, автоматически закрывающиеся при выкатывании выдвижного элемента;
- возможность установки 2-х, 3-х и 4-х обмоточных трансформаторов тока с пломбированием цепей учёта;
- любой выключатель по желанию заказчика;
- удобный релейный шкаф, вмещающий любые схемные решения на микропроцессорах;
- специальный увеличенный релейный шкаф, позволяющий выполнить любую схему на электромеханике;
- все необходимые блокировки от неправильных действий персонала;
- каркас и большинство деталей из оцинкованной стали [27].

В КРУ 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка, которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные изоляторы. Ошиновка в данных КРУ входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить необходимые расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно.

Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

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

Результаты сравнения номинальных параметров с расчетными для шин в КРУ 10 кВ приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1113 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,12 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 266,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Аналогично производим выбор ошиновки в КРУ 35 кВ марки СЭЩ 65. Сопоставление каталожных и расчётных данных для жёстких шин в КРУ 35 кВ.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 354 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 52,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Ошиновка, входящая в состав компоновки, прошла проверку и может быть принята к установке.

#### 4.6 Выбор ОПН

В отличие от разрядников, ОПН не имеют искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжения устанавливаются, в том числе, взамен вентильных разрядников всех типов [15].

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор, окончательный выбор.

##### а) Предварительный выбор ОПН

Расчетную величину рабочего напряжения ОПН определим по формуле:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (64)$$

где  $U_{max.раб}$  – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$  (кривая приведена на рисунке 16), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

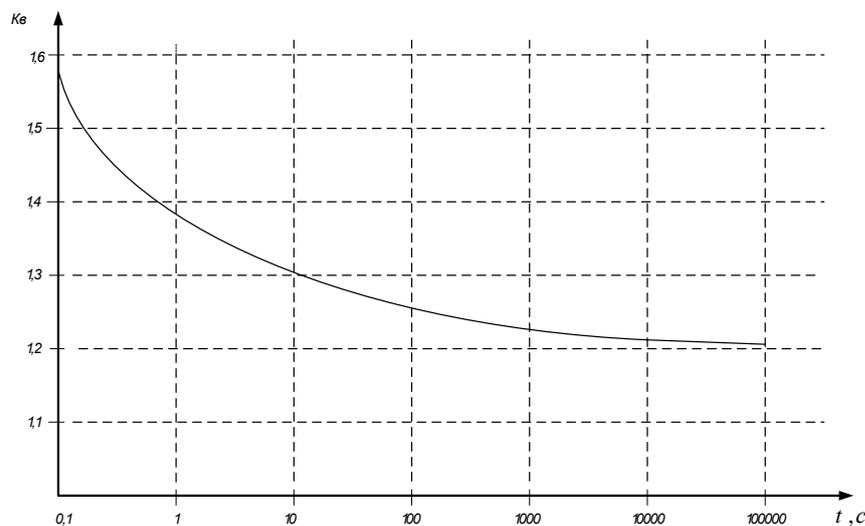


Рисунок 16 – График зависимости коэффициента, учитывающего величину допустимого рабочего напряжения ОПН, от времени действия защиты

Рабочее максимальное напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем  $1,2U_{ном}$  в сетях до 35 кВ,  $1,15U_{ном}$  – в сетях 35-220 кВ.

Выбираем ОПН на напряжение 35 кВ:

$$U_{max.раб} = 1,15U_{ном}; \quad (65)$$

$$U_{max.ном} = 1,15 \cdot 35 = 40,25 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения, равного 35 кВ, на изоляцию не более 10 минут:  $t = 10 \cdot 60 = 600$  с. Определим по графику  $K_B = 1,24$ .

$$U_{расч.ОПН} = \frac{40,25}{1,24} = 32,46 \text{ кВ.}$$

Не менее важным параметром, определяющим электрические характеристики ОПН, является величина импульсного тока  $I_K$ .

Если ОПН устанавливаем на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}. \quad (66)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} + \frac{Z_B}{b \omega L_{II}}, \quad (67)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии;

$L_{II}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$b = \frac{b_1 + \omega}{2}$  – расчетная частота;

$b_1$  – наименьшая из частот свободных колебаний системы;

$\omega$  – частоты вынужденной ЭДС.

Ориентировочное значение тока для ОПН, из справочных данных, для напряжения 35 кВ ПС «Инструментальный завод» равно:  $I_K = 250 - 300 \text{ А}$ .

#### б) Окончательный выбор ОПН

При окончательном выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия. Энергия  $\mathcal{E}$ , поглощаемая ограничителем, вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} U_{осм} \Psi \Psi \Psi, \quad (68)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$  – время распространения волны, мкс.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (69)$$

$L$  – длина линии, км;

$V$  – скорость распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Обычно принимается не энергия  $\mathcal{E}$ , а удельная энергоемкость  $\mathcal{E}^*$ :

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (70)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение ОПН.

Для величины импульсного тока  $I_K = 250-300$  А удельная энергоемкость принимает значение равное 2,15 кДж/кВ.

Выбираем ОПН на напряжение 10 кВ:

$$U_{max.ном} = 1,2 \cdot 10 = 12 \text{ кВ.}$$

Время воздействия напряжения, равного 10 кВ, на изоляцию не более 10 минут:  $t = 10 \cdot 60 = 600$  с. Определим по графику  $K_B = 1,24$ .

$$U_{расч.ОПН} = \frac{12}{1,24} = 9,68 \text{ кВ.}$$

Ориентировочное значение тока для ОПН, из справочных данных, для напряжения 10 кВ ПС «Инструментальный завод» равно:  $I_K = 100-250$  А.

Для величины импульсного тока  $I_K = 100-250$  А удельная энергоемкость принимает значение равное 1,8 кДж/кВ.

Выбранные ОПН приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристики выбранных ОПН

Тип ОПН	ОПНп- 35/40,5/10/400 УХЛ1	ОПНп- 10/11,5/10/300 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35	10
Наибольшее длительно	40,5	11,5

допустимое рабочее напряжение, кВ		
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Остающееся напряжение, кВ	103	30,1
Длина пути утечки, см	98	24
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	20	10
Выдерживаемый импульсный ток, кА	65	45
Максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2 мс, А	400	300
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кА, не менее	2,25	2,0

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

## «ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД»

### 5.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию в них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой [15].

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

а) отключать трансформатор от всех источников питания при его повреждении;

б) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;

в) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора, выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его

температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита, или эти же защиты с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждении, как самого трансформатора, так и других элементов связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах могут устанавливаться и другие виды защиты [1].

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора подстанции «Инструментальный завод» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

## **5.2 Продольная дифференциальная токовая защита**

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и

шунтирующих реакторов.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Перед началом расчета уставок определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном.вн} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном.вн}} \text{ А}, \quad (71)$$

где  $S_{т.ном}$  – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$U_{ср.ном.вн}$  – номинальное напряжение среднего ряда соответствующей стороны, кВ.

$$I_{ном.вн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 249,7 \text{ А};$$

$$I_{ном.нн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880,64 \text{ А}.$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего. На подстанции установлены трансформаторы тока: на стороне ВН – ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5S-30-400/5-У2, на стороне НН – ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/0,5S-30-1200/5-У2

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{тт.вн} = \frac{400}{5} = 80;$$

$$K_{тт.нн} = \frac{1200}{5} = 240.$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{вн.2} = \frac{I_{ном.вн}}{K_{тт.вн}}, \quad (72)$$

где  $I_{ном.вн}$  – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{тт.вн}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{вн.2} = \frac{249,7}{80} = 3,125 \text{ А};$$

$$I_{ин.2} = \frac{880,64}{240} = 3,67 \text{ А}.$$

Необходимо проверить установленные трансформаторы тока на предельно допустимую кратность токов. Это можно выполнить через приведенную кратность токов следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{ном.т}} = \frac{I_{кз.вн.тах}}{I_{ном.т}}, \quad (73)$$

где  $I_{кз.вн.тах}$  – максимальный ток короткого замыкания, А.

$$K'_{вн} = \frac{400 \cdot 80}{249,7} = 128,15 \geq 1,479;$$

$$K'_{ин} = \frac{1200 \cdot 240}{880,64} = 327 \geq 1,470.$$

Таким образом, все выбранные трансформаторы тока проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб*} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}, \quad (74)$$

где  $K'_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс,  $K'_{пер} = 1,5$ ,

$$K''_{пер} = 2,5;$$

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность трансформатора тока,  $\varepsilon = 0,1$ ;

$\Delta U_{рег*}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{рег*} = 0,02$ ;

$\Delta f_{выр*}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,  
 $\Delta f_{выр*} = 0,02$ .

$$I_{нб*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания  $I_{d.min*}$  следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения  $I_{bias*} = 1,25$ .

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K'_{неп} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рез}^* + \Delta f_{вып}^*), \quad (75)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки от тока небаланса,  $K_{отс} = 1,1$ .

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,261.$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения ( $K_{Т1}$ ) через  $I_{Т.расч}^*$  по формуле:

$$K_{m1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{т.расч}^*}; \quad (76)$$

$$K_{m1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3.$$

Сквозной ток для трансформаторов малой мощности принимается равным  $I_{скв}^* = 3$ . Как видно по формуле (74) коэффициент торможения оказался больше заданного в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{m1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{т.расч}^*}; \quad (77)$$

$$K_{m1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполнено для четвертой тормозной характеристики.

### 5.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности с тем, чтобы обеспечивалось резервирование при КЗ в трансформаторе.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз.мтз} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (78)$$

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

$K_B$  – коэффициент возврата,  $K_B = 0,8$ ;

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

$I_{р.мах}$  – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной нагрузке:

$$I_{р.мах.вн} = \frac{S_{ном} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{вн.ном}}; \quad (79)$$

$$I_{р.мах.вн} = \frac{16000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 37} = 174,77 \text{ А};$$

$$I_{сз.мтз.вн} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 174,77 = 480,62 \text{ А}.$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{ч.мтз} = \frac{I_{кз.вн}^{(2)}}{I_{сз.мтз.вн}}; \quad (80)$$

$$K_{ч.мтз} = \frac{3130}{241,62} = 6,51 > 1,5.$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

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

$$t_{\text{сз.мтз}} = t_{\text{л.наиб}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}; \quad (81)$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{I_{\text{сз.мтз}} \cdot 100}{K_{\text{мм}} \cdot 5} = \frac{480,62 \cdot 100}{400 \cdot 5} = 19,8 \%. \quad (82)$$

#### 5.4 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон трехобмоточного трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенью с низкой уставкой.

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

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (83)$$

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

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 174,77 = 229,32 \text{ А.}$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

#### 5.5 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение [15].

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG),

устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

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

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью  $P_t > 6300$  кВА. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности допускающих это по конструкции независимо от наличия другой

быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

## **6.1 Расчет заземления подстанции «Инструментальный завод»**

### **6.1.1 Расчет заземления подстанции «Инструментальный завод»**

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения /18/.

В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

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

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

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы; металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй; свинцовые оболочки

кабелей. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

В соответствии с ПУЭ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Заземляющее устройство должно отвечать условию  $R_3 < 4$  Ом (ПУЭ раздел 1.7.96).

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем полосу из оцинкованной стали размером 4x30 мм (площадь сечения –  $F_{пол} = 160$  мм<sup>2</sup>), уложенную на глубину  $h_3 = 0,7$  м. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром  $d = 15$  мм ( $F_{пр} = 176,6$  мм<sup>2</sup>) и длиной  $l_b = 5$  м.

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1) коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{кор.в.мин} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2, \quad (50)$$

где  $S_{cp} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0$ ;

$T = 240$  мес. – время использования заземлителя (20 лет);

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

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + (-0,00104) \cdot \ln 240 + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2.$$

$$F_{пр} = 176,6 > F_{кор.мин} = 32,97 \text{ мм}^2;$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{кор.г.мин} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12,36 + 0,67) = 27,42 \text{ мм}^2.$$

$$F_{пол} = 160 > F_{кор.г.мин} = 27,42 \text{ мм}^2;$$

2) механической прочности:

Должно выполняться условие:

$$F_{\text{М.п.}} \geq F_{\text{кор.мин}} + F_{\text{Т.с.мин}} \cdot \quad (52)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{\text{М.п.}} = F_{\text{пр}} = 176,6 > (F_{\text{кор.в.мин}} + F_{\text{Т.с.мин}}) = (32,97 + 58,9) = 91,88 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{\text{М.п.}} = F_{\text{пол}} = 160 > (F_{\text{кор.г.мин}} + F_{\text{Т.с.мин}}) = (27,42 + 58,9) = 86,3 \text{ мм}^2.$$

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование /23/.

Размер площади ПС «Парус», используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5) = 30 \cdot 31 = 1122 \text{ м}^2, \quad (53)$$

где  $A_1 = 30$  – ширина территории, занимаемой заземлителем, м;

$B_1 = 31$  – длина территории, занимаемой заземлителем, м.

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1г} = \frac{2 \cdot S_1}{a_{г}} = \frac{2 \cdot 1122}{6} = 374 \text{ м}, \quad (54)$$

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

Определим число горизонтальных ячеек по стороне  $A_1$  и  $B_1$ :

$$m_{A1} = \frac{A_1}{a_{г}} = \frac{30}{6} = 5 \text{ ячеек по стороне } A_1,$$

$$m_{B1} = \frac{B_1}{a_{г}} = \frac{31}{6} = 6 \text{ ячеек по стороне } B_1.$$

Принимаем  $m_{A1} = 5$ ;  $m_{B1} = 6$ .

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной  $\sqrt{S_1} = 33,49$  м. В этом случае число ячеек:

$$m_1 = \frac{L_{1г}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1 = \frac{374}{2 \cdot 33,49} - 1 = 4,58.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{1г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1) = 2 \cdot 33,49 \cdot (4,58 + 1) = 373,75 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{в.1} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_{в}} = \frac{4 \cdot 33,49}{6} = 22,32,$$

где  $a_{в} = 6$  – расстояние между вертикальными электродами, м.

Принимаем  $n_{в.1} = 23$  электрода.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}},$$

где  $h_{1э} = l_{в} + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$  м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 30$  Ом·м,  $h_1 = 8$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$\rho_2 = 70$  Ом·м,  $h_2 = 9$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом·м.}$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{CT.1} = \rho_{ЭКВ} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1Г} + n_{B.1} \cdot l_B} \right)$$

$$R_{CT.1} = 14,42 \cdot \left( \frac{0,40}{33,49} + \frac{1}{374 + 23 \cdot 5} \right) = 0,013 \text{ Ом}$$

где  $A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_B / \sqrt{S_1}$  :

$$l_B / \sqrt{S_1} = \frac{5}{33,49} = 0,149 \text{ следовательно } A = 0,40.$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 33,54}{(14,42 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,367$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$R_{и.1} = R_{CT.1} \cdot \alpha_{и} = 0,063 \cdot 1,998 = 0,018 \text{ Ом.}$$

Сопротивление подстанции не превышает 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 6.2 Расчет молниезащиты подстанции «Инструментальный завод»

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические

сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Вся территория проектируемых подстанций должна быть защищена от прямых ударов молнии.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита подстанции «Инструментальный завод» от прямого удара молнии осуществляется одним молниеотводом, установленными на отдельно стоящих конструкциях. Высоту защищаемого объекта принимаем линейный портал высотой  $h_x = 7,5$  м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (61)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 22 = 18,7 \text{ м}$$

где  $h$  – высота молниеотводов 22 м.

Рассмотрим молниеотводы.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 22) \cdot 22 = 23,2 \text{ м}. \quad (62)$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L < 2 \cdot h$ ,  $r_0 = r_{c0}$  м, если  $2h < L \leq 4h$ , то:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right). \quad (63)$$

В нашем случае:  $2 \cdot 22 < 52 \leq 4 \cdot 22$ .

$$r_{c0} = 23,2 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (52 - 2 \cdot 22)}{22} \right) = 21,5 \text{ м.}$$

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

$$h_{CF} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (64)$$

$$h_{CF} = 18,7 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22) \cdot (52 - 22) = 13,4 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x = 7,5$  м:

$$r_{CX} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{CF} - h_x}{h_{CF}} \right). \quad (65)$$

$$r_{CX} = 21,5 \cdot \left( \frac{13,4 - 7,5}{13,4} \right) = 9,5 \text{ м.}$$

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

$$r_X = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right). \quad (66)$$

$$r_X = 23,2 \cdot \left( 1 - \frac{7,5}{18,7} \right) = 13,9 \text{ м.}$$

Рассмотрим молниеотводы 1-4, 2-3.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 22) \cdot 22 = 23,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L < 2 \cdot h$ ,  $r_0 = r_{c0}$  м.

В нашем случае:  $22 < 36 \leq 2 \cdot 22$ , следовательно  $r_0 = r_{c0} = 23,2$  м.

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

$$h_{CF} = 18,7 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22) \cdot (36 - 22) = 16,2 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x = 7,5$  м:

$$r_{CX} = 23,2 \cdot \left( \frac{16,2 - 7,5}{16,2} \right) = 12,5 \text{ м.}$$

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

$$r_x = 23,2 \cdot \left( 1 - \frac{7,5}{18,7} \right) = 13,9 \text{ м.}$$

Как видно по плану (лист графической части 7) система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 7,5 метров все элементы на подстанции находятся внутри соответствующих зон защиты.

### **6.3 Анализ грозоупорности КТП 35 кВ**

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке, может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется средним числом грозовых часов в году. Среднее число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> поверхности земли принимается равным 0,067 удара за грозовой час. Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение размерами А×В×Н рассчитывается по формуле:

$$n = 6,7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6}; \quad (118)$$

$$n = 6,7 \cdot (28 + 7 \cdot 30) \cdot (44 + 7 \cdot 33) \cdot 10^{-6} = 0,424.$$

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорывов молнии в зону защиты определяется:

$$\beta_1 = n \cdot P_{np} \cdot P_{nep} \cdot \frac{D_z}{100}, \quad (119)$$

где  $P_{np} = 0,005$  – вероятность прорыва молнии в зону защиты подстанции;

$D_z = 30$  – число грозových часов в году;

$P_{nep}$  – вероятность прорыва изоляции ОРУ.

$$P_{nep} = e^{-0,04 \cdot I_{np.nep}}, \quad (120)$$

где  $I_{np.nep}$  – критический ток перекрытия изоляции.

$$I_{np.nep} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z}, \quad (121)$$

где  $U_{50\%} = 575$  кВ – пятидесяти процентное разрядное напряжение гирлянды изоляторов с защитной арматурой при грозových импульсах [20];

$z = 470$  Ом – волновое сопротивление провода с учетом короны [20].

$$I_{np.nep} = \frac{2 \cdot 575}{470} = 2,45 \text{ кА};$$

$$P_{nep} = e^{-0,04 \cdot 2,45} = 0,907;$$

$$\beta_1 = 0,424 \cdot 0,005 \cdot 0,907 \cdot \frac{30}{100} = 0,577 \cdot 10^{-3}.$$

Число обратных перенапряжений изоляции при ударе в молниеотвод:

$$\beta_2 = n \cdot (1 - P_{nep}) \cdot P_{обр} \cdot \frac{D_z}{100}, \quad (122)$$

где  $P_{обр}$  – вероятность обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотвод.

$$P_{обр} = e^{-0,08 \cdot I_{nep}}, \quad (123)$$

где  $I_{nep}$  – критический ток обратных перенапряжений изоляции.

$$I_{nep} = \frac{U_{50\%} - 60 \cdot R_u}{1,7 \cdot h_x}, \quad (124)$$

$$I_{nep} = \frac{575 - 60 \cdot 0,354}{1,7 \cdot 11,5} = 28,33 \text{ кА};$$

$$P_{обр} = e^{-0,08 \cdot 28,33} = 0,104;$$

$$\beta_2 = 0,424 \cdot (1 - 0,907) \cdot 0,104 \cdot \frac{30}{100} = 1,23 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность обратных перекрытий изоляции вследствие набегания на нее опасных импульсов грозových перенапряжений за год:

$$\beta_3 = 4 \cdot h_{mp} \cdot (P_\alpha + (1 - P_\alpha) \cdot (\frac{4 \cdot h_{on}}{L_{zn}} \cdot P_{on} \cdot \eta_1 + (1 - \frac{4 \cdot h_{on}}{L_{zn}}) \cdot P_{mp} \cdot \eta_2)) \cdot \frac{D_z}{100} \cdot \frac{m \cdot L_{on}}{100}, \quad (125)$$

где  $m$  – число отходящих линий;

$L_{zn}$  – длина защищаемого подхода;

$h_{on}$  – высота опоры;

$\eta_1 = 0,7$  – вероятность образования устойчивой дуги при пробое воздушной изоляции;

$P_\alpha$  – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту;

$P_{on}$  – вероятность перекрытия изоляции опоры;

$h_{mp}$  – высота подвеса троса;

$P_{mp}$  – вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в пролете.

$$\ln P_\alpha = \frac{\alpha \cdot \sqrt{h_{on}}}{90} - 4, \quad (126)$$

где  $\alpha$  – угол защиты, для линий напряжением 35-110 кВ, равен  $25^0$ .

$$\ln P_\alpha = \frac{25 \cdot \sqrt{25}}{90} - 4 = -2,61;$$

$$P_\alpha = 10^{-2,61} = 0,00245;$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{np.on}},$$

где  $I_{np.on}$  – критический ток при ударе в вершину опоры.

$$I_{np.on} = \frac{U_{50\%}^+}{R_u + \delta \cdot h_{on}}, \quad (127)$$

где  $\delta = 0,15$  для линий с одним тросом.

$$I_{np.on} = \frac{575}{0,354 + 0,15 \cdot 25} = 140,1 \text{ А};$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 387,1} = 3,67 \cdot 10^{-3};$$

$$\beta_3 = 4 \cdot 19 \cdot [0,00245 + (1 - 0,00245) \cdot (\frac{4 \cdot 25}{2000} \cdot 3,67 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7 + (1 - \frac{4 \cdot 25}{2000}) \cdot 0,0086 \cdot 0,38)] \cdot \frac{30}{100} \cdot \frac{1 \cdot 5}{100} = 6,47 \cdot 10^{-3}.$$

Показателем грозоупорности ОРУ служит число лет безаварийной работы, которое определяется по выражению:

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = \frac{1}{0,577 \cdot 10^{-3} + 1,23 \cdot 10^{-3} + 6,47 \cdot 10^{-3}} = 121 \text{ г.}$$

Таким образом, система молниеотводов ОРУ 110 кВ и тросовая защита отходящих от него линий по данной методике обеспечивают защиту от ударов молнии с показателем грозоупорности равным 121 год.

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 7.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий

электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ, технику безопасности при строительномонтажных работах в энергетике.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

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

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

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

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ-220 и ОРУ-110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями

безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

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

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

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

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

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата должно составлять не менее 0,2 м или должен быть предусмотрен соответствующий приямок [15].

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов и руководящих документов [28].

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухосборники, приспособления и инструмент

должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда и правилами Госгортехнадзора.

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

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами [14].

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

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

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [14].

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление. Так как в данной работе посвящена реконструкции сети напряжением 110-35 кВ и

реконструкции подстанций «Инструментальный завод» и «Телецентр в связи с заменой устаревшего оборудования на новое, рассмотрено заземление ПС «Инструментальный завод».

## **7.2 Экологичность**

Все проявления вредного влияния, которое оказывается на окружающую среду различными электротехническими объектами можно разделить на следующие группы.

### *Акустический шум.*

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, ЛЭП и ПС. В последнее время в практике строительства и эксплуатации все чаще приходится сталкиваться с вопросами борьбы с шумом от подстанций, близких к жилым массивам. Источниками шума на ПС являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, воздушные выключатели. Снижение шума достигается специальным размещением ПС, применением шумозащитных перегородок [22].

### *Изъятие из пользования земель под ЭС.*

Для реализации проекта необходима реконструкция ВЛ 110-35 кВ и подстанций «Инструментальный завод», «Телецентр».

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

Нарушение почвенно-растительного покрова при строительстве обусловлено устройством котлованов для заглубления опор ВЛ, под фундаменты ПЖЗ и тепловой стоянки, прохождением строительной техники.

В период эксплуатации ВЛ воздействие на почвенный покров будет оказываться только при выполнении профилактических и ремонтных работах. Но поскольку эти работы имеют эпизодический характер (2, 3 дня в году), заметного вреда почвенному покрову они оказывать не будут [25].

Использование земельных ресурсов в проекте обеспечивается изъятием

земли в постоянное и временное пользование в соответствии с 14278ТМ-Т1 «Нормами отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ» и «Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи» (Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г. Москва).

Место прохождения трассы проектируемой ВЛ 35 кВ выбраны с учетом минимального изъятия сельскохозяйственных угодий, произойдет замена одноцепной линии на двухцепную. Затраты на изъятие земли учтены сметами на строительство.

### **7.3 Чрезвычайные ситуации**

Рассмотрим защитные средства от пожара на ОРУ.

В связи с тем, что на подстанции «Инструментальный завод» устанавливаются вакуумные выключатели, уровень возникновения ЧС на ОРУ снижается. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [13].

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

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение

материального ущерба от него [13].

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается: устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.); установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций; устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций; применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях. Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери [13].

#### *Виды пожарной техники, применяемые на ЗРУ 35 кВ.*

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 кВ, подразделяется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону

горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [13].

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

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

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ [5].

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

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

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается [24].

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

средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [2].

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована [4].

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20 °С.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева [5].

Были выполнены расчеты молниезащиты и защитного заземления подстанции «Инструментальный завод».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был произведён расчёт варианта расширения ОРУ напряжением 110 кВ и реконструкции подстанции

Коболдо. Дано описание района электроснабжения и подстанции; изменена схема распределительного устройства 110 кВ; произведены расчёт токов короткого замыкания и выбор и проверка оборудования, ОРУ 35 кВ заменено на КРУ серии К-130, КРУ 6 кВ серии К-49 – на КРУ серии К-105. Произведена замена масляных выключателей на напряжение 110 кВ на элегазовые со встроенным пружинным приводом. Также произведён расчёт заземления и молниезащиты подстанции, рассчитаны уставки микропроцессорной релейной защиты силового трансформатора. Для выбранного оборудования и комплектных распределительных устройств произведён экономический расчёт, рассчитаны годовые затраты на обслуживание подстанции и срок окупаемости предложенного проекта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2014. – 132 с.

2 Костенко М. В. и др. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л.: ЛПИ, 2013.

3 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 2012.

4 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

5 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2011.

6 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2012.

7 СТО. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10–750 кВ. Издание официальное, ОАО РАО «ЕЭС России», 2014.

8 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2015.

9 Мясоедов, Ю. В. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2013. – 192 с.