

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 26 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Многовершинная напряжением 110 кВ Николаевского района Хабаровского края в связи с заменой силовых трансформаторов

Исполнитель
студент группы 642-об1

 16.06.2020
ПОДПИСЬ, ДАТА


С.Н. Ковалёв

Руководитель
доцент

 18.06.2020
ПОДПИСЬ, ДАТА

А.Г. Ротачева

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

 16.06.2020
ПОДПИСЬ, ДАТА

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 26.06.2020
ПОДПИСЬ, ДАТА

Н.С. Бодрог


Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


« 24 » 03 2020 Н.В. Савина

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ковалёва Сергея Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Многовершинная напряжением 110 кВ Николаевского района Хабаровского края в связи с заменой силовых трансформаторов.

(утверждено приказом от 23.03.2020 657-ур)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2020
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчёт токов КЗ, Выбор и проверка оборудования и релейной защиты, Выбор и проверка заземления и молниезащиты, экономический расчёт и безопасность и экологичность.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Карта-схема ХЭС, Главная схема распределительной сети 110/35 кВ филиала ХЭС на 2019 г.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович Безопасность и Экологичность

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 121 стр., 16 рисунков, 26 таблиц, 19 источников.

МОЩНОСТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование подстанции, для этого был рассчитан ток короткого замыкания, выбрано и проверено оборудование, релейная защита двухобмоточного трансформатора, также была спроектирована система заземления и молниезащиты выбранной подстанции. Рассчитаны издержки, капиталовложения и срок окупаемости проекта. В разделе экологичность и безопасность было рассмотрено влияние данной подстанции на окружающую среду, а также безопасность при работе персонала.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика района проектирования	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования	10
1.1.1 Географическое положение	10
1.1.2 Климат	10
1.1.3 Население	11
1.2 Характеристики источника питания	11
1.3 Характеристика Николаевского энергорайона	12
1.4 Характеристика потребителей электроэнергии	14
2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	15
2.1 Расчёт мощности	16
2.2 Баланс активной мощности Николаевского энергорайона	18
2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов	20
2.4 Выбор типов схем РУ ПС	22
3 Определение токов короткого замыкания	24
4 выбор основного силового оборудования	35
4.1 Выбор оборудование 110 кВ	35
4.1.1 Выбор и проверка выключателей	35
4.1.2 Выбор разъединителя на 110 кВ	37
4.1.3 Проверка и выбор трансформаторов тока	38
4.1.4 Проверка и выбор трансформаторов напряжения	42
4.2 Выбор опорных и проходных изоляторов	43
4.3 Выбор ограничителей перенапряжений	46
4.4 Выбор оборудования 6 кВ	47
4.4.1 Выбор и проверка КРУ	47
4.4.2 Проверка выключателя	48

4.4.3	Проверка трансформатора тока	49
4.4.4	Проверка трансформатора напряжения	51
4.5	Выбор трансформатора собственных нужд	52
4.6	Выбор аккумуляторных батарей	54
4.7	Выбор и проверка сечения ВЛ	57
5	Релейная защита и автоматика	59
5.1	Основные типы защит трансформатора	59
5.2	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	61
5.3	Выбор уставок дифференциальной защиты	63
5.4	Выбор уставок дифференциальной отсечки	67
5.5	Проверка чувствительности дифференциальной защиты	68
5.6	Защита от перегрузки	68
5.7	Обдув	69
5.8	Блокировка РПН	69
5.9	Газовая защита	70
6	Автоматизированная система управления технологическими процессами	71
6.1	Цели создания АСУ ТП	71
6.2	Структура АСУ ТП	72
6.3	Взаимосвязь со смежными средствами и подсистемами АСУ ТП	75
6.3.1	Взаимосвязь с устройствами РЗА и ПА	75
6.3.2	Взаимосвязи с устройствами сбора и передачи данных (УСПД), АИИСКУЭ	76
6.3.3	Интеграция системы технических средств безопасности (СТСБ)	77
6.3.4	Интеграция инженерных и вспомогательных систем	79
6.4	Виды и основные характеристики входных дискретных сигналов	80

6.5	Виды и основные характеристики аналоговых сигналов	81
6.6	Виды и основные характеристики выходных (управляющих) сигналов	82
6.7	Автоматизированное управление коммутационными аппаратами ПС	83
6.8	Надежность и живучесть АСУ ТП ПС	84
7	Заземление и молниезащиты	87
7.1	Расчёт заземления	87
7.2	Молниезащита	94
7.3	Защита ПС от набегающих волн с ЛЭП	96
8	Экономический расчёт	99
8.1	Расчёт капиталовложений на реконструкцию ПС	99
8.2	Расчёт амортизационных отчислений	100
8.3	Расчёт эксплуатационных затрат	101
8.4	Себестоимость передачи электроэнергии	103
8.5	Простой срок окупаемости	103
9	Экологичность и безопасность	106
9.1	Безопасность	106
9.1.1	Определение минимального расстояния для защиты от шума	106
9.2	Экологичность	111
9.2.1	Санитарно-защитная зона	111
9.2.2	Результаты оценки воздействия объекта капитального	111
9.2.3	Воздействие электромагнитного поля на персонал	112
9.2.4	Обоснование решений по очистке сточных вод и утилизации обезвреженных элементов, по предотвращению аварийных сбросов сточных вод	114
9.2.5	Мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов	114

9.2.6 Программа производственного экологического контроля за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объектов, а также при авариях	115
9.3 Чрезвычайные ситуации на	116
9.3.1 Пожарная безопасность	116
9.3.2 Сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности	117
9.3.3 Особенности тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением	118
Заключение	119
Библиографический список	120

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АУВ – автоматика управления выключателем;
ВН – высшее напряжение;
ВЛ – воздушная линия;
ГЗ – газовая защита;
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство ;
ЛЗШ – логическая защита шин;
МТЗ – максимальная токовая защита;
НН – низшее напряжение;
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РЗиА – релейная защита и автоматика;
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
СВ – секционный выключатель;
СР – секционный разъединитель;
СН – среднее напряжение;
ТН – трансформатор напряжения;
ТОР – территория опережающего развития;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

ВВЕДЕНИЕ

В данной ВКР ставится задача реконструкция ПС 110/6 «многовершинная» в посёлке Многовершинный Николаевского района Хабаровского края, основными потребителями электроэнергии, является п. Многовершинный и горнодобывающая компания АО «Многовершинная».

Актуальность работы заключается в том, что установленные трансформаторы на рассматриваемой ПС требуется заменить на более мощные так как нагрузка на установленных не удовлетворяет требованиям эксплуатации трансформаторов.

Решением поставленной задачи является сбор и систематизация информации о территории проектирования, расчёт токов КЗ необходимых для выбора и проверки оборудования, расчёт микропроцессорной РЗ СТ, расчёт и проверка заземления и молниезащиты рассматриваемой ПС.

Практическое значение ВКР заключается в разработке оптимальной схемы ПС для обеспечения требований эксплуатации трансформаторов и требуемой бесперебойности работы для потребителей.

1 ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования

1.1.1 Географическое положение

Николаевский район располагается на северо-востоке Хабаровского края в низовьях реки Амур. Территория района вытянута вдоль берегов Сахалинского залива, Амурского лимана и пролива Невельского. Район граничит на юге и западе с Ульчским районом, на северо-западе – с Тугуро-Чумиканским районом. Преобладающие формы рельефа – сильно расчлененные низкогорья. Равнинные участки приурочены к долине реки Амур и низменностям вокруг крупных озер – Орель и Чля, а также к узкой полосе морского побережья.

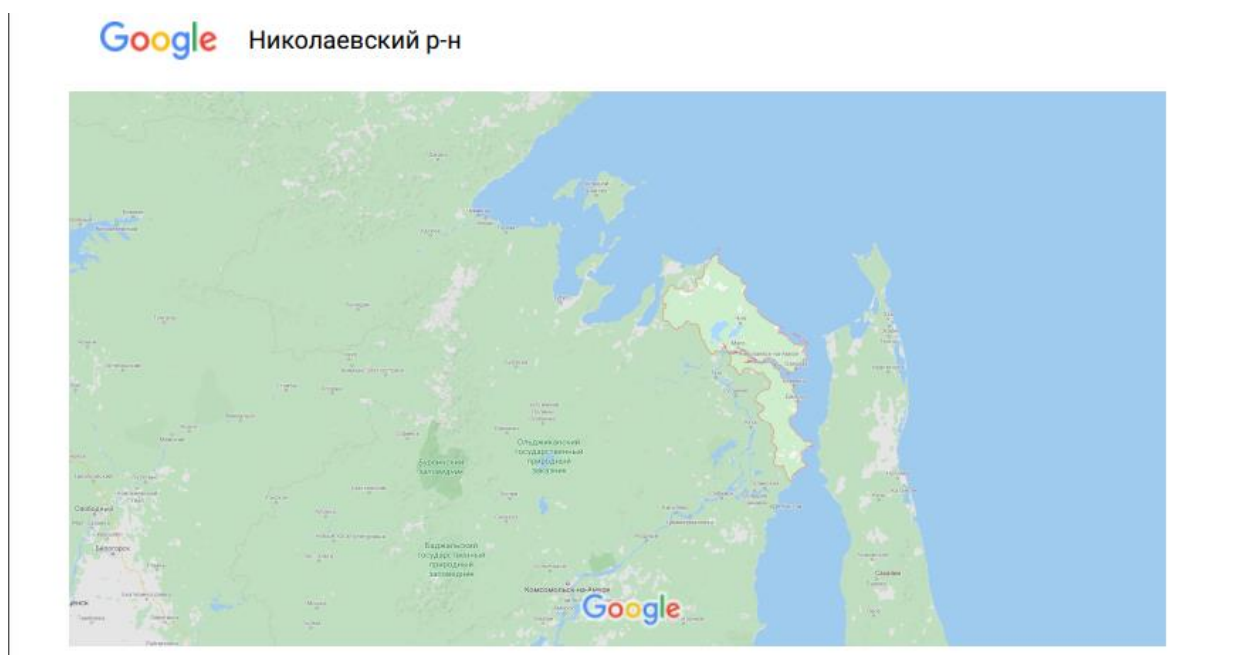


Рисунок 1 – Географическое положение Николаевского района Хабаровского края

1.1.2 Климат

Территория района относится к умеренно-холодному влажному климату с продолжительной и морозной зимой. Средняя температура января составляет $-26,5^{\circ}\text{C}$, июля $+19,9^{\circ}\text{C}$, среднегодовая сумма осадков составляет

513 мм. Продолжительность периода с температурой выше +10°C составляет 110-115 дней, безморозного периода 100 дней, устойчивый снежный покров устанавливается в конце октября и продолжается 165-200 дней.

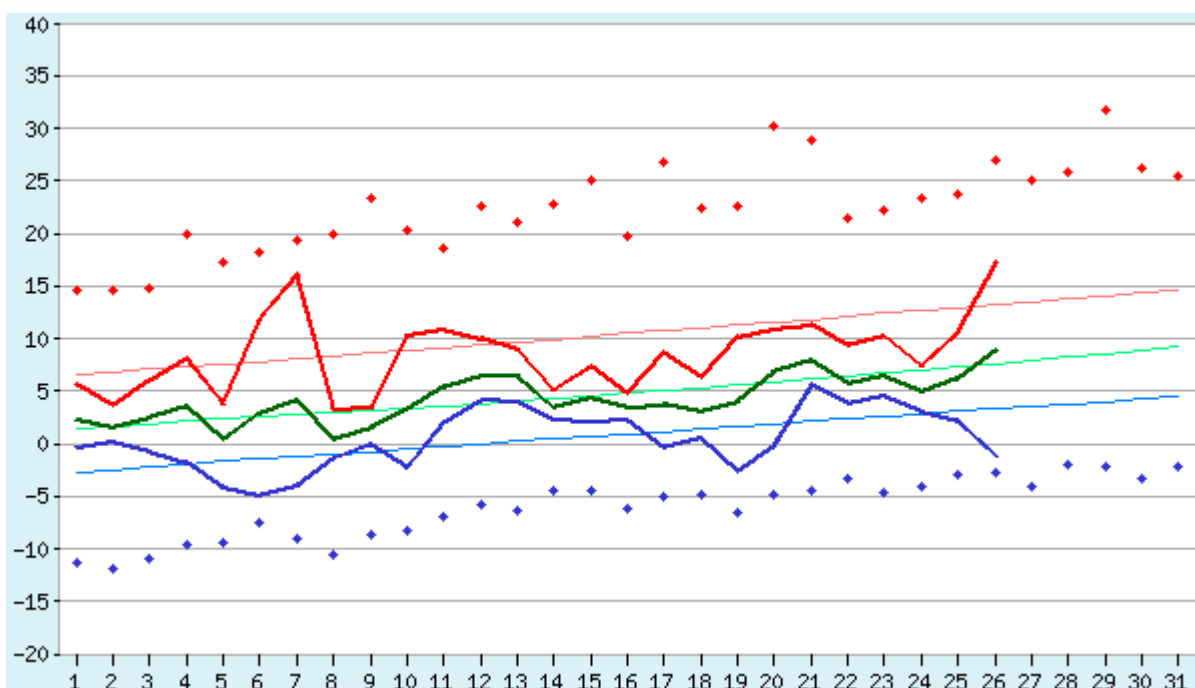


Рисунок 2 – температура воздуха и осадки. Май 2020 г.

1.1.3 Население

Численность постоянного населения Николаевского района на 01 января 2019 года - 26 163 человек (2,1% от численности населения края). В районном центре проживает почти 70% населения района. Остальные населенные пункты расположены вдоль реки Амур и на побережье Охотского моря.

1.2 Характеристики источника питания

Николаевская ТЭЦ – тепловая электростанция Николаевского района Хабаровского края. ТЭЦ находится в изолированной Николаевской энергосистеме и является основным источником тепла и электроэнергии. Установленная мощность – 130,6 МВт, тепловая – 321,2 Гкал/час. Топливо – природный газ и мазут.

Таблица 1 – техническое состояние Николаевской ТЭЦ

Ст. номер	Установленная мощность, МВт	U _{но} м, кВ	Тип генератора	Дата ввода	Дата технического освидетельствования	Дата окончания срока службы
ТГ №1	12	6,3	Т-2-12-2	1973	06.07.2015	06.07.2020
ТГ №2	12	6,3	Т-2-12-2	1973	06.07.2015	06.07.2020
ТГ №3	63	6,3	ТВФ-63-2	1983	06.07.2015	06.07.2020
ТГ №4	63	6,3	ТВФ-63-2	1983	10.07.2012	10.07.2017
ДУ №1	0,8	6,3	СГД2-17-44-16	1979	12.07.2012	12.07.2017
ДУ №2	0,8	6,3	СГД2-17-44-16	1979	12.07.2012	12.07.2017

1.3 Характеристика Николаевского энергорайона

В состав николаевского энергорайона входит:

- Николаевская ТЭЦ
- Сети 110 кВ
- ПС Маго 110/10 кВ трансформаторной мощностью 16 МВА
- ПС Многовершинная 110/6 кВ трансформаторной мощностью 20 МВА
- ПС Белая гора 110/6 кВ трансформаторной мощностью 12,6 МВА

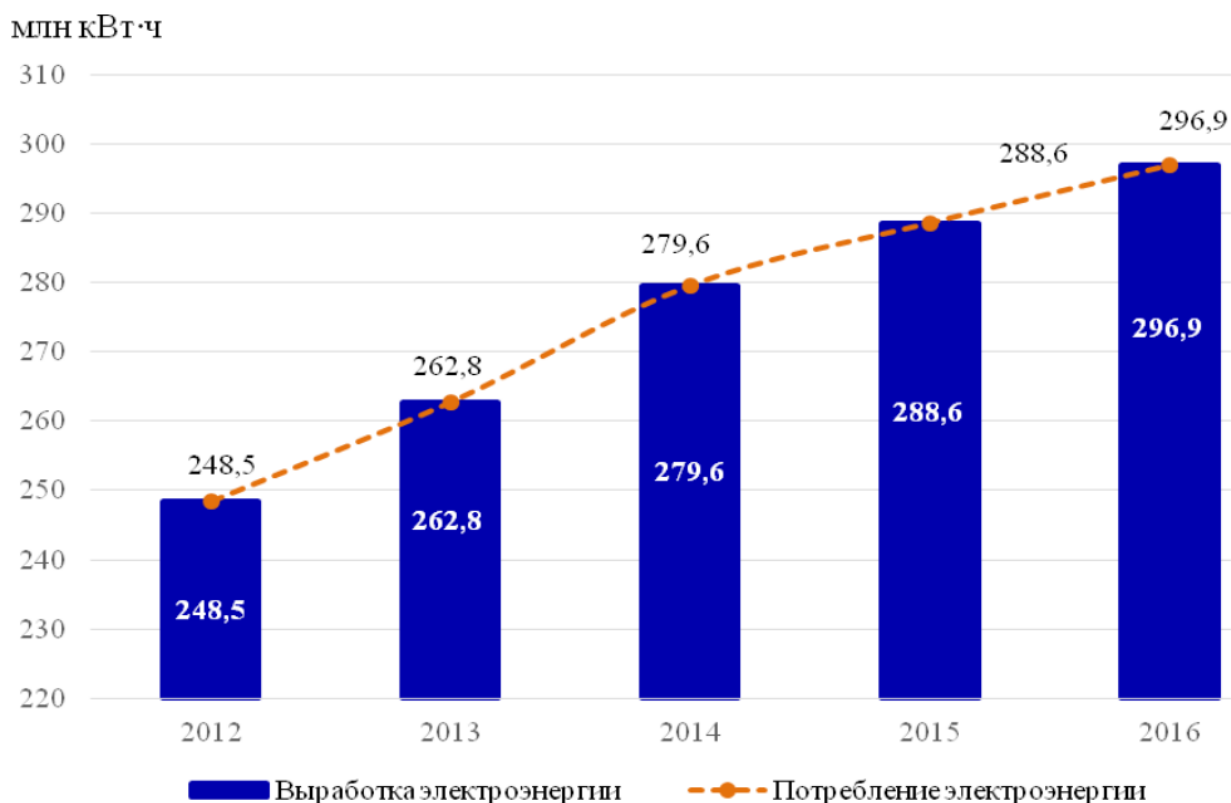


Рисунок 3 – Балансы электрической энергии Николаевского энергорайона энергосистемы Хабаровского края за последние 5 лет (2012-2016)

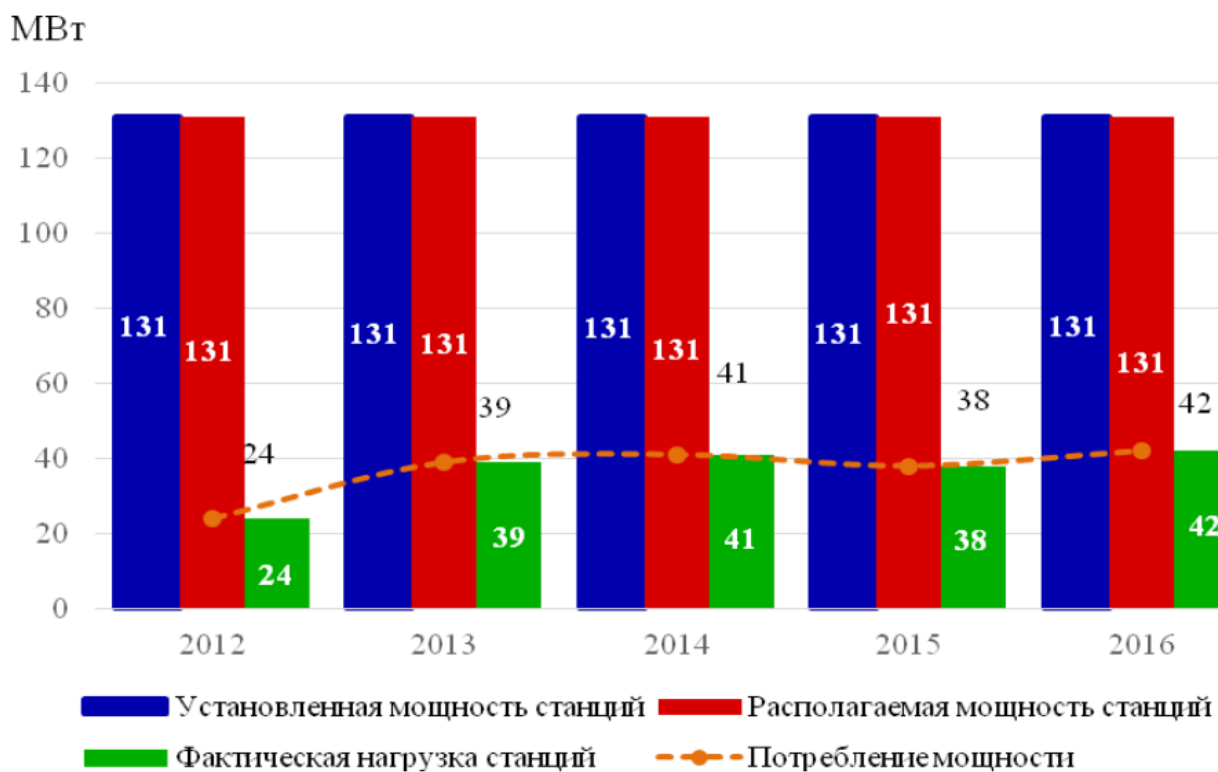


Рисунок 4 – Балансы мощности Николаевского энергорайона (на час прохождения максимума энергосистемы Хабаровского края) за последние 5 лет (2012-2016)

1.4 Характеристика потребителей электроэнергии

Основными потребителем подстанции Многовершинная является посёлок городского типа Многовершинный и Горнодобывающая компания АО «многовершинная».

Согласно ПУЭ горнодобывающая компания относится к 1 категории потребителей. 1 категория - перерыв в электроснабжении может привести к несчастным случаям, крупным авариям, нанесению большого материального ущерба по причине выхода из строя целых комплексов оборудования, взаимосвязанных систем.

Потребители данной категории должны питаться от двух независимых источников питания — двух линий электропередач, питающихся от отдельных силовых трансформаторов. Наиболее опасные потребители могут иметь третий независимый источник питания для большей надежности. Перерыв в электроснабжении потребителей первой категории разрешается только лишь на время автоматического включения резервного источника питания.

2 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Питание Подстанции 110/6 «Многовершинная» выполняется по ВЛ 110 Кв от станции Николаевская ТЭЦ. Объект располагается в посёлке городского типа Многовершинный Николаевского района Хабаровского края.

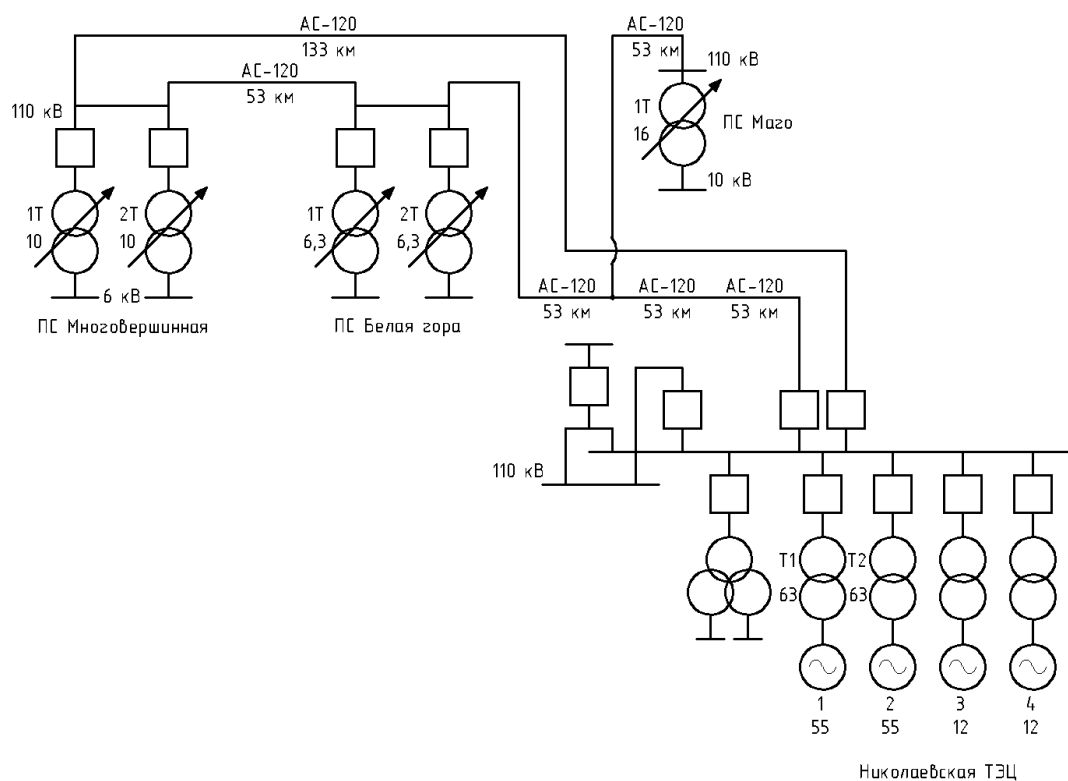


Рисунок 5 – Схема Николаевского энергорайона

Согласно снятым данным 19 декабря 2018 года максимальная зафиксированная мощность 15,84 МВА, категория надёжности – 1, класс напряжения электрических сетей, к которым осуществлено технологическое присоединение ПС «Многовершинная» - 6 кВ.

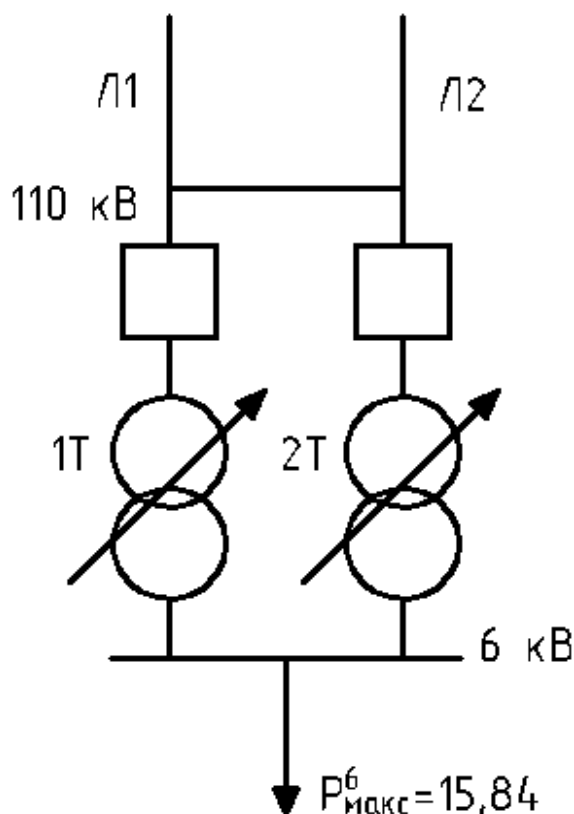


Рисунок 6 - структурная схема ПС Многовершинная

Таблица 2 - максимальной загрузки трансформаторов 110 кВ и 35 кВ за день контрольных замеров 19 декабря 2018 года

NN пп	Наименование подстанции	N тр- ра	Ном. м-ть, MBA	Нагрузка (MBA) на стороне			Загрузка, %	Прим.
				110кВ	35кВ	6-10кВ		
3	Многовершинная	1Т	10,0	8,24		8,24	82,4	
		2Т	10,0	7,60		7,60	76,0	

2.1 Расчёт мощности

Этот раздел является ключевым, потому что от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования.

Для расчёта необходимо значения средней, эффективной и максимальной активной и реактивной мощности. Используя исходные данные можно посчитать необходимые величины. Коэффициенты требуемые для этого представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Используемые коэффициенты

Коэффициент графика нагрузки	Коэффициент использования	Коэффициент максимума	Коэффициент формы	Коэффициент летнего снижения нагрузки
Значения	0,7	1,2	1,17	0,85

$$S_{\max} = 15,84 \text{ МВА}$$

$$P_{\max} = \sqrt{\frac{S_{\max}^2}{1 + \operatorname{tg} \varphi}} \quad (1)$$

$$P_{\max} = \sqrt{\frac{15,84^2}{1 + 0,4}} = 14,71 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2)$$

$$Q_{\max} = 14,71 \cdot 0,4 = 5,88 \text{ МВар}$$

Алгоритм расчёта зимних и летних вероятностных характеристик:

Средняя мощность – требуется для выбора силовых трансформаторов и анализа электрооборудования:

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{P_{\max}}{1,2} \quad (3)$$

$$P_{\text{ср.л}} = P_{\text{ср.з}} \cdot 0,85 \quad (4)$$

$$Q_{\text{ср.з}} = \frac{Q_{\max}}{1,2} \quad (5)$$

$$Q_{cp.l} = Q_{cp.z} \cdot 0,85 \quad (6)$$

Эффективная мощность – требуется для определения эффективности эксплуатируемого оборудования, расчёта потерь электроэнергии и мощности:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot 1,17 \quad (7)$$

$$Q_{эф} = Q_{cp} \cdot 1,17 \quad (8)$$

Минимальная мощность – мощность в период минимальных нагрузок энергосистемы:

$$P_{min} = P_{cp} \cdot 0,7 \quad (9)$$

$$Q_{min} = Q_{cp} \cdot 0,7 \quad (10)$$

Полный расчёт вероятностных характеристик приведён в приложении А. Полученные данные приведены в таблице 4.

Таблица 4 – вероятностные характеристики

Подстанция	Время года	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , МВт	$Q_{эф}$, МВт	Q_{max} , МВт	P_{min} , МВт	Q_{min} , МВт
Многовершинная	Зима	12,26	14,34	14,71	4,90	5,73	5,88	8,58	3,43
	Лето	10,42	12,19	12,50	4,17	4,87	4,99	2,92	2,92

2.2 Баланс активной мощности Николаевского энергорайона

Баланс мощности рассчитывается только для нормального режима работы при наибольших нагрузках потребителей. Рассматриваем проекте питание электросети происходит от Николаевской ТЭЦ, которая

обеспечивает активной мощностью нынешних потребителей электрической сети.

Наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в данной сети, вычисляется по:

$$P_{н.нб} = k_0 \sum P_{\max} + \Delta P_c \sum P_{\max} \quad (11)$$

Где P_{\max} - наибольшая активная мощность ПС;

$k_0 = 0,95 - 0,96$ - коэффициент одновременности наибольших нагрузок ПС;

$\Delta P_c = 0,05$ - суммарные потери мощности в сети в долях от суммарной нагрузки ПС.

$$P_{н.нб} = 0,95 \cdot (9,85 + 1,78 + 15,84) + 0,05 \cdot (9,85 + 1,78 + 15,84) = 27,47 \text{ MВт}$$

Установленная мощность генераторов электростанции определяется по следующей формуле:

$$P_{эс} = P_z - P_{сн} - P_{рез} \quad (12)$$

Где $P_{сн}$ - электрическая нагрузка собственных нужд, 12% от P_z ;

$P_{рез}$ - оперативный резерв мощности электростанций, 10% от P_z .

$$P_{эс} = 130,6 - 0,12 \cdot 130,6 - 0,1 \cdot 130,6 = 101,868 \text{ MВт}$$

Нагрузка собственных нужд зависит от типа электростанции:

- ТЭЦ 8-14%;
- КЭС 3-8%;
- АЭС 5-8%;

- ГЭС 0,5-3%.

Оперативный резерв обосновывается экономическим сопоставлением ущерба от возможного недоотпуска электроэнергии при аварийном повреждении технического оборудования на электростанции с дополнительными затратами на создание резерва мощности. Она составляет 10-12% от установленной суммарной мощности генераторов электростанции.

Требуемая мощность подстанций полностью покрывается ТЭЦ

$$P_{эс} \geq P_{н.нб.}$$

Так как $tg\varphi = 0,4$, то согласно приказу Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» компенсация реактивной мощности на ПС не требуется.

2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

Зафиксированная максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 15,84 МВА.

Мощность выбираемых трансформаторов должна обеспечивать электроснабжение потребителей, при условии, что при выводе одного из трансформаторов в длительный ремонт, другой с учетом допустимой перегрузки возьмёт на себя нагрузку всех потребителей.

Используя полученные данные находим:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{2K_3} \quad (13)$$

Где $Q_{неск}$ - некомпенсированная реактивная мощность в зимний период, в нашем случае равная $Q_{эф}$, МВар.

2 – указывает на число трансформаторов.

$K_z = 0,7$ - коэффициент загрузки для электроприемников I и II категории.

$$S_p = \frac{\sqrt{12,26^2 + 14,34^2}}{2 \cdot 0,7} = 13,48$$

Номинальную мощность трансформатора выбираем согласно ГОСТ 9680-77. Примем трансформатор ТДН 16000/110. Технические трансформатора представлены в таблице ()

Таблица 5 – Технические характеристики трансформатора

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	
		ВН	НН		
ТДН – 16000/110 – У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011	16000	115	6,6; 11,0; 10,5; 6,3; 16,5.	Y _н /D-11	
Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Габаритные размеры, мм длина х ширина х высота	Масса, кг не более		
			масла	полная	
10,5	0,300	6500х3700х6 000	15000	45000	

Проверяем трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_3^n = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{2S_{ном.тр}} \quad (14)$$

$$K_3^n = \frac{\sqrt{12,26^2 + 14,34^2}}{2 \cdot 16} = 0,59$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ном.тр}} \quad (15)$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{12,26^2 + 14,34^2}}{16} = 1,18$$

Коэффициент нормальной и послеаварийной загрузки находится в допустимых пределах 0,5 – 0,75 и не более 1,4 соответственно.

2.4 Выбор типов схем РУ ПС

При выборе схем распределительного устройства подстанции необходимо учитывать:

- Класс номинального напряжения;
- Число подходящих к подстанции линий;
- Требования по надежности электроснабжения потребителей;
- Стоимость подстанции

Данные требования будут соответствовать следящей схеме РУ:

ОРУ 35-220кВ «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» Применяется для проходных двухтрансформаторных подстанций с двухсторонним питанием при необходимости сохранения транзита при КЗ в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течении суток.

Рисунок (6)

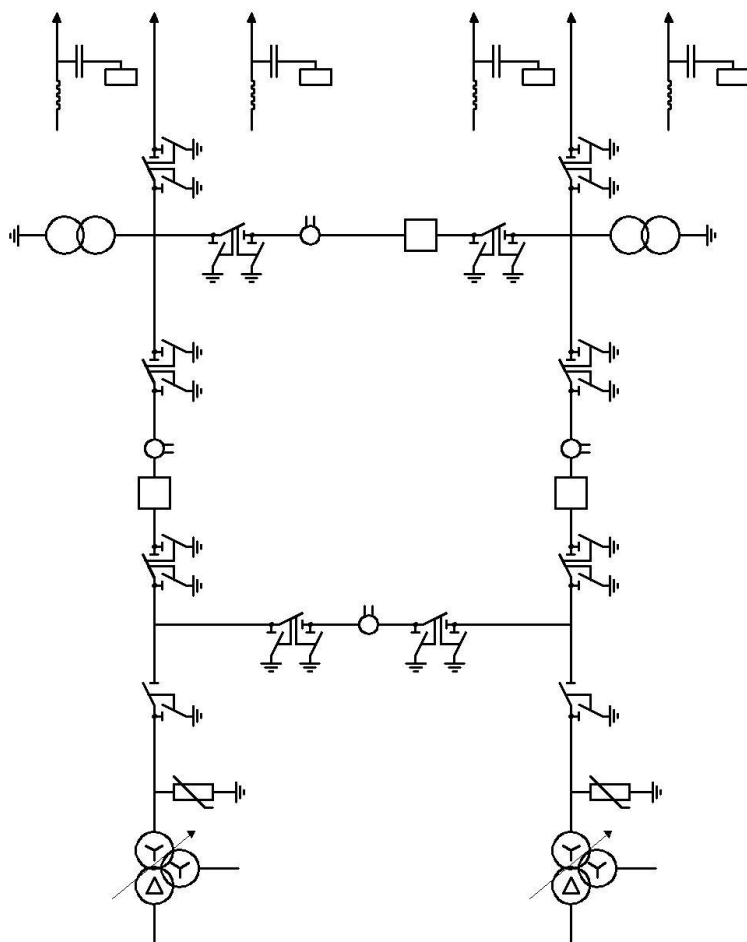


Рисунок 6 - Схема 110-4Н

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет будем вести в приближенном методом в относительных единицах.

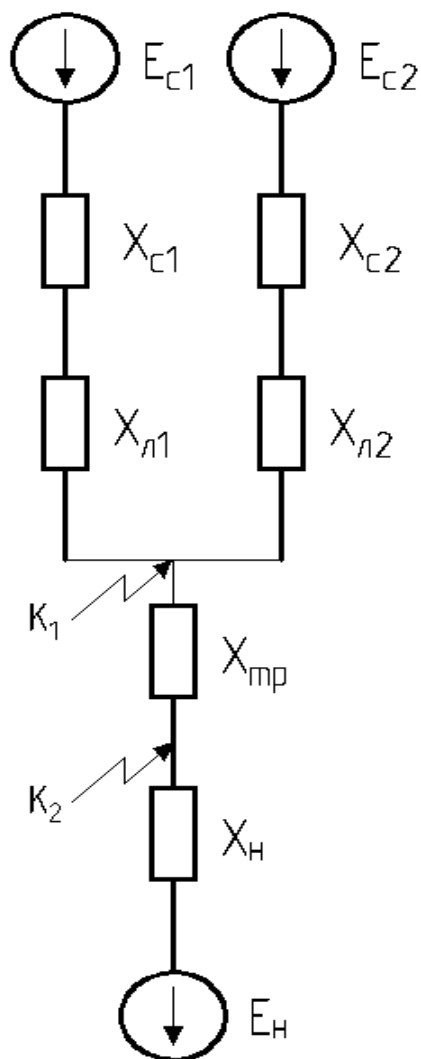


Рисунок 7 – Схема замещения

Вид короткого замыкания который будет рассчитываться – трехфазное. По нему проверяется динамическая устойчивость аппаратов и шин, термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов, а так же отключающая способность выключателей.

В расчёте необходимо определить следующие значения:

$I_{\text{ПО}}$ - периодическая составляющая тока КЗ

$i_{\text{уд}}$ - ударный ток КЗ

i_a - аperiodическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени

Принимаем базисную мощность $S_6=100$ МВА; ЭДС систем и нагрузки

$E_{c1} = 1, E_{c2} = 1, E_n = 0,85$ в о.е. соответственно.

Зададим базисное напряжение

$U_{61}=115$ кВ; $U_{62}=6,6$ кВ;

Базисные токи для точек К1, К2 найдём по формулам:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}}, \quad (16)$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}}, \quad (17)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 8,75 \text{ кА}.$$

Найдём сопротивления элементов сети:

Сопротивление системы X_c находится по формуле:

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}} \quad (18)$$

Где $S_{\text{кз}}$ - мощность КЗ системы;

Мощность КЗ системы находим по формуле:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{кз} \quad (19)$$

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,5 = 697,15 \text{ МВА}$$

$$X_{C1*} = \frac{100}{697,15} = 0,143 \text{ о.е.}$$

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,9 = 378,45 \text{ МВА}$$

$$X_{C2*} = \frac{100}{378,45} = 0,264 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{к.ном.} \cdot S_6}{100 \cdot S_{Тном}} \quad (20)$$

$$X_{ТВ} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 16} = 0,656 \text{ о.е.}$$

Сопротивление Линий:

$$X_{Л1} = L_1 \cdot X_{уд1} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad (21)$$

$$X_{Л2} = L_2 \cdot X_{уд2} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad (22)$$

Где длина линий $L_1 = 122,5 \text{ Км}$ $L_2 = 42,5 \text{ Км}$;

Удельное сопротивление $X_{уд2} = X_{уд1} = 0,253$.

$$X_{\text{Л1}} = 122,5 \cdot 0,253 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,234 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{Л2}} = 42,5 \cdot 0,253 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,081 \text{ о.е.};$$

Сопротивление нагрузки:

$$X_{\text{Н}^*} = X_{\text{Нагр}}^* \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н}}} \quad (23)$$

Где $X_{\text{Нагр}}^* = 0,35$ - сопротивление нагрузки в о.е.

$S_{\text{Н}}$ - Мощность нагрузки на стороне НН

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{100}{7,6} = 4,605 \text{ о.е.};$$

Преобразовываем схему замещения к расчетному виду.

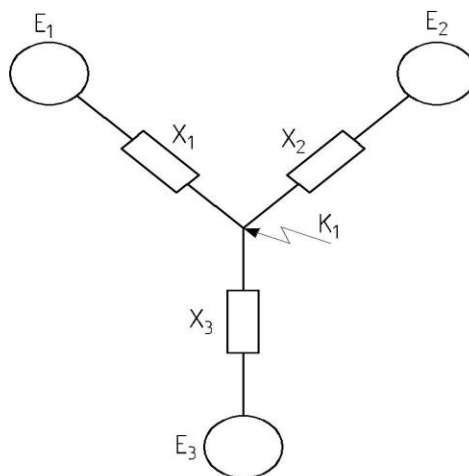


Рисунок 8 – преобразованная схема замещения

Рассчитаем сопротивление для КЗ К1:

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} \quad (24)$$

$$X_1 = 0,143 + 0,234 = 0,377 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{C2*} + X_{Л2} \quad (25)$$

$$X_2 = 0,264 + 0,081 = 0,345 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{ТВ} + X_{Н} \quad (26)$$

$$X_3 = 4,605 + 0,656 = 5,210 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\phi} \quad (27)$$

$$I_{n01} = \frac{E_{C1}}{X_1} \cdot I_{\phi 1} \quad (28)$$

$$I_{n02} = \frac{E_{C2}}{X_2} \cdot I_{\phi 1} \quad (29)$$

$$I_{n03} = \frac{E_{Н}}{X_3} \cdot I_{\phi 1} \quad (30)$$

$$I_{n01} = \frac{1}{0,377} \cdot 0,502 = 1,332 \text{ кА}$$

$$I_{n02} = \frac{1}{0,345} \cdot 0,502 = 1,456 \text{ кА}$$

$$I_{n03} = \frac{0,85}{5,210} \cdot 0,502 = 0,096 \text{ кА}$$

$$I_{n0} = I_{n01} + I_{n02} + I_{n03} \quad (31)$$

$$I_{n0} = 1,332 + 1,456 + 0,096 = 2,884 \text{ кА}$$

Для того что бы найти ударный ток нужно знать $K_{уд}$ ударный коэффициент, который берётся из справочных данных [] $K_{уд} = 1,7$.

Ударные токи определяться по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{уд} \quad (32)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,884 \cdot 1,7 = 6,934 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (33)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 2,884 = 4,079 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени:

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (34)$$

$$i_{at} = 4,079 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 2,923 \text{ кА}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ:

$$W_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \text{ кА}^2\text{с} \quad (35)$$

Где $t_{откл} = t_{рз} + t_{св}$ - время отключения замыкания

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя

$$W_k = 2,884^2 \cdot ((0,2 + 0,035) + 0,03) = 2,204 \text{ кА}^2\text{с}$$

Аналогично рассчитываем токи для точки К2.

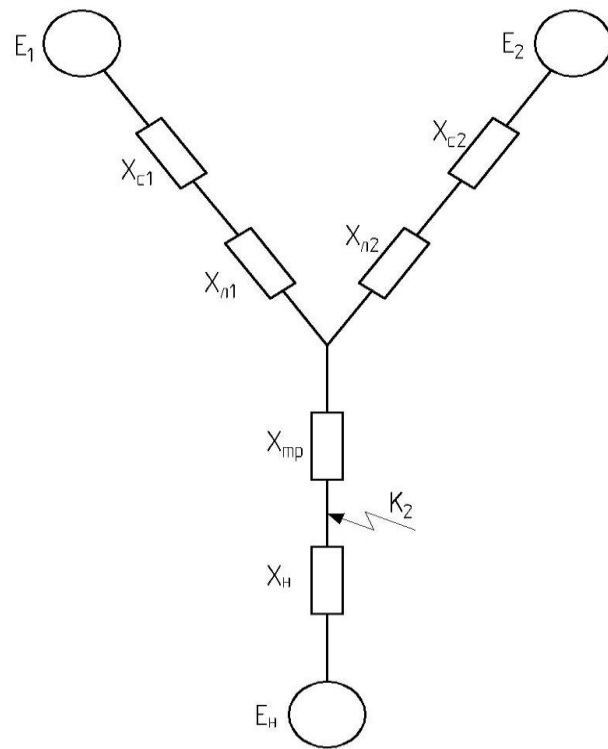


Рисунок 9 – схема замещения K2

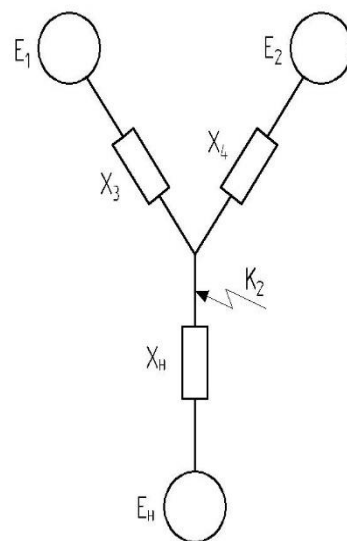


Рисунок 10 – преобразованная схема замещения K2

Рассчитаем сопротивление для КЗ К2:

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} \quad (36)$$

$$X_1 = 0,143 + 0,234 = 0,377 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{C2*} + X_{Л2} \quad (37)$$

$$X_2 = 0,264 + 0,081 = 0,345 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{ТБ} + X_1 + \frac{X_{ТБ} \cdot X_1}{X_2} \quad (38)$$

$$X_3 = 0,377 + 0,656 + \frac{0,656 \cdot 0,377}{0,345} = 1,750 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = X_{ТБ} + X_2 + \frac{X_{ТБ} \cdot X_2}{X_1} \quad (39)$$

$$X_4 = 0,345 + 0,656 + \frac{0,656 \cdot 0,345}{0,377} = 1,601 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_6 \quad (40)$$

$$I_{n01} = \frac{E_{C1}}{X_3} \cdot I_{62} \quad (41)$$

$$I_{n02} = \frac{E_{C2}}{X_4} \cdot I_{62} \quad (42)$$

$$I_{n03} = \frac{E_H}{X_H} \cdot I_{62} \quad (43)$$

$$I_{n01} = \frac{1}{1,750} \cdot 8,75 = 5,000 \text{ кА}$$

$$I_{n02} = \frac{1}{1,601} \cdot 8,75 = 5,465 \text{ кА}$$

$$I_{n03} = \frac{0,85}{4,605} \cdot 8,75 = 1,615 \text{ кА}$$

$$I_{n0} = I_{n01} + I_{n02} + I_{n03} \quad (44)$$

$$I_{n0} = 5,000 + 5,465 + 1,615 = 12,080 \text{ кА}$$

Для того что бы найти ударный ток нужно знать $K_{уд}$ ударный коэффициент, который берётся из справочных данных $K_{уд} = 1,4$.

Ударные токи определяться по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{уд} \quad (45)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 12,080 \cdot 1,4 = 23,917 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (46)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 12,080 = 17,084 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени:

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (47)$$

$$i_{at} = 17,084 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,01}} = 6,285 \text{ кА}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \text{ кА}^2\text{с} \quad (48)$$

Где $t_{откл} = t_{рз} + t_{св}$ - время отключения замыкания

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя

$$B_k = 12,080^2 \cdot ((0,2 + 0,035) + 0,03) = 35,752 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результаты расчётов приведем в таблицу 6

Таблица 6 – Результаты расчётов КЗ

Точка короткого замыкания	$U_{ср}$, Кв	$I_{по}$, Ка	T_a	$i_{уд}$, кА	i_{a0} , кА	i_{at} , кА	B_k , кА ² с
К1	115	2,884	0,03	6,931	4,079	2,923	2,204
К2	6,6	12,080	0,01	23,917	17,084	6,285	35,752

4 ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбор оборудование 110 кВ

Для последующего выбора оборудования нужно знать значения рабочего тока I_p и рабочего максимального тока $I_{раб.макс}$, которые находятся по следующим формулам:

$$I_p = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} \quad (49)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_p \quad (50)$$

$$I_p = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,327 \text{ А}$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 80,327 = 112,458 \text{ А}$$

4.1.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму, проверяют на отключающую способность и на стойкость к токам КЗ. Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- 1) По номинальному току;
- 2) По номинальному напряжению;
- 3) По номинальному току отключения.

Проверка выключателей производится по:

- 1) Термической стойкости;
- 2) Коммутационной способности

- 3) Начальному действующему значению периодической составляющей тока выключателя
- 4) Возможности отключения полного тока КЗ

К установке выбираем элегазовый выключатель ВТБ-110 (УХЛ1). Выключатель предназначен для выполнения коммутационных операций, а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью при номинальном напряжении 110 кВ и номинальной частоте 50 Гц.

Условные обозначения:

- 1) УХЛ – Объединение умеренного и холодного микроклиматического районов (-60 °С; +40 °С);
- 2) 1 - Эксплуатация на открытом воздухе с воздействием любых атмосферных факторов (дождь, ливень, снег, пыль при сильном ветре);
- 3) В – Выключатель;
- 4) Т – Трехполюсный;
- 5) Б – Баковый;
- 6) 110 – Номинальное напряжение равное 110 кВ

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (51)$$

Где β - Номинальное относительное содержание апериодической составляющей.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{47}{100} = 26,587 \text{ кА}$$

Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя 110 кВ представлены в таблице 7.

Таблица 7 – сравнение данных для выключателя на 110 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} = 112,5 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} \leq I_H$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,88 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2,204 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,88 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} = 2,92 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

4.1.2 Выбор разъединителя на 110 кВ

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Разъединители выбирают по:

- 1) Номинальному длительному току
- 2) Номинальному напряжению
- 3) Конструкции
- 4) Роду установки

Выбираем разъединитель РГ-110 (УХЛ1).

Условные обозначения:

- 1) Р – разъединитель;
- 2) Г – горизонтально-поворотный;

Расшифровка УХЛ1 была дана выше.

Сравнение каталожных и расчётных данных приведено в таблице (10)

Таблица 8 – сравнение данных для разъединителей на 110 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} = 112,5 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} \leq I_H$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 6,931 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2,204 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_T = 31,5$	$I_{\text{ПО}} = 2,88 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_T$

4.1.3 Проверка и выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, приемлемых для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерений и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках они устанавливаются на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту) и в цепи генератора даже без генераторного выключателя.

Трансформаторы тока выбирают по следующим параметрам:

- 1) номинальному напряжению;
- 2) номинальному току;
- 3) по роду установки (внутренняя, наружная);
- 4) конструкции;
- 5) классу точности;
- 6) термической стойкости;
- 7) электродинамической стойкости при КЗ (на встроенные ТТ этот параметр не учитывается);

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности.

Для выбора ТТ необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} \quad (52)$$

Где $Z_{2НОМ}$ - номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности

Z_2 - вторичная нагрузка ТТ

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, то $Z_2 \approx R_2$

R_2 - это сумма сопротивлений приборов, соединительных проводов, всех контактных соединений в цепи тока.

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K \quad (53)$$

Так же необходимо определить число и тип измерительных приборов, сопротивление наиболее нагруженной фазы, считая что $R_{ПРОВ} = Z_{ПРОВ}$. Иметь данные о длине соединённых проводов. Состав вторичной нагрузки приведён в таблице 9

Таблица 9 – Вторичная нагрузка ТТ

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	ЦП 8506	0,3	-	0,3
Варметр	ЦП 8506	0,3	-	0,3

Счетчик АЭ	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01	0,6	0,6	0,6
Счетчик РЭ	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01	0,6	0,6	0,6

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТВ 110 (УХЛ1), встроенный в элегазовый выключатель ВТБ - 110 (УХЛ1).

Условные обозначения

- 1) Т – трансформатор
- 2) В - Встроенный

Нагрузка на ТТ определяется по формуле:

$$r_{нагр} = \sum R_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_{к} \quad (54)$$

Где $r_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$\sum R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ на стороне ВН.

Формула приближённого сопротивления провода:

$$r_{ПР} = Z_{2ном} - r_{ПРИБ} - r_{к} \quad (55)$$

Где $Z_{2ном}$ - допустимое сопротивление нагрузки на ТТ.

Номинальная вторичная нагрузка обмотки трансформатора тока ТВ равняется 10 ВА, номинальный вторичный ток 5 А.

Полное допустимое сопротивление обмотки при номинальном токе:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{обм.ном}}{I_{обм}^2} \quad (56)$$

$$Z_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} \quad (57)$$

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{3,3}{5^2} = 0,13 \text{ Ом}$$

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

$I_{2Н}^2$ - вторичный номинальный ток прибора.

$r_K = 0,05 \text{ Ом}$ - сопротивление всех контактных соединений в цепи тока.

Приближённое сопротивление провода найдём по формуле, приведённой выше:

$$r_{ПР} = 0,4 - 0,13 - 0,05 = 0,22 \text{ Ом}$$

Находим сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,13 + 0,2 + 0,05 = 0,38 \text{ Ом}$$

Данное значение составляет 95% от номинального и соответствует требованиям ГОСТ 7746-20153

Сравнение каталожных и расчётных данных для ТТ представлено в таблице 10

Таблица 10 – сравнение данных для ТТ на 110 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} = 112,5 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} \leq I_H$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 2,204 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$Z_{2\text{ном}} = 0,4$	$Z_2 = 0,38$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

4.1.4 Проверка и выбор трансформаторов напряжения

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

ТН выбирают по следующим параметрам:

- 1) Номинальному напряжению
- 2) Классу точности
- 3) Конструктивному исполнению
- 4) Вторичной нагрузки

По конструктивному исполнению подстанция тупиковая. На стороне ВН РУ выполнена по схеме два блока трансформатор-линия. Трансформаторы напряжения в такой схеме применяются только тогда, когда их установка экономически обоснована. В данной дипломной работе на стороне ВН устанавливаем трансформаторы напряжения.

На стороне ВН выберем ТН ЗНОГ-110 (УХЛ1) предназначенный для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты, сигнализации и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение $110/\sqrt{3}$ кВ.

Условные обозначения:

- 1) З – заземляемый
- 2) Н – трансформатор напряжения
- 3) О – однофазный
- 4) Г – Газонополненный

Вторичная нагрузка трансформатора представлена в таблице 11

Таблица 11 – вторичная нагрузка ТН

Наименование прибора	Прибор	$S_{обм}$, ВА	Число обмоток
Вольтметр	ЦП 8501	0,5	1
Частотомер	PD 194F-2X1T	1,5	1
Ваттметр	ЦП 8506	0,3	2
Варметр	ЦП 8506	0,3	2
Счётчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	0,6	2
Счётчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	0,6	2
ИТОГО		4,4	

Сравнение каталожных данных и расчётных данных для ТН представлено в таблице 12

Таблица 12 – сопоставление данных ТН на 110 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \leq U_{HT}$
$S_H = 150 \text{ ВА}$	$S_P = 4,4 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Из данных представленных выше видно, что выбранный ТН соответствует условиям, следовательно, может быть установлен.

4.2 Выбор опорных и проходных изоляторов

В РУ жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

- По номинальному напряжению
- По допустимой нагрузке

На стороне ВН выберем опорные полимерные изоляторы марки ОСК10-110-А-2 УХЛ1, $F_{\text{разр}}^{110} = 10000 \text{ Н}$, На стороне НН изолятор ОСК 4-6 УХЛ2, $F_{\text{разр}}^6 = 4000 \text{ Н}$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = 1,62 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} 10^{-7} \quad (58)$$

Где a - расстояние между фазами. Согласно ПУЭ равно для 110 кВ – 1м., для 6 кВ – 0,22 м.

$$F_{\text{из}}^{110} = 1,62 \cdot \frac{6931^2 \cdot 2}{1} 10^{-7} = 15,6 \text{ Н}$$

$$F_{\text{из}}^6 = 1,62 \cdot \frac{23917^2 \cdot 2}{0,22} 10^{-7} = 842,4 \text{ Н}$$

Найдём допустимую нагрузку на изолятор, она принимается равной 60% от разрушающей минимальной нагрузки, приложенной к головке изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (59)$$

$$F_{\text{доп}}^{110} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп}}^6 = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}$$

Проверка:

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{из}} \quad (60)$$

Для 110 кВ:

$$6000 \text{ Н} \geq 15,6 \text{ Н}$$

$$2400 \text{ Н} \geq 842,4 \text{ Н}$$

Из этого можно сделать вывод что выбранные опорные изоляторы механически прочные.

Выберем проходные полимерные изоляторы на 6 кВ, ИПК 10/630-IV/II-А УХЛ1, $F_{\text{разр}}^6 = 8000 \text{ Н}$.

Расчётная сила для проходных изоляторов:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} 10^{-7} \quad (61)$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{23917^2 \cdot 2}{0,22} 10^{-7} = 225,2 \text{ Н}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора вычислим по формуле (58):

$$F_{\text{доп}}^6 = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н}$$

Проверка:

$$4800 \text{ Н} \geq 225,2 \text{ Н}$$

Из проверки видно, что выбранный проходной изолятор механически прочный.

4.3 Выбор ограничителей перенапряжений

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Основными критериями выбора ОПН являются:

- Класс номинального напряжения;
- Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- Пропускная способность по току;
- Максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ОПН необходимо вычислить расчётную величину максимально допустимого напряжения:

Для сетей 110 кВ:

$$U_{н.р.}^{110} = 1,15 \cdot U_{ном.сети} \quad (62)$$

$$U_{н.р.}^{110} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ}$$

Для сетей 6 кВ:

$$U_{н.р.}^6 = 1,2 \cdot U_{ном.сети}$$

$$U_{н.р.}^6 = 1,2 \cdot 6 = 7,2 \text{ кВ}$$

Величина расчётного длительного допустимого напряжения на ограничителе находится по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} \quad (63)$$

Где K_B - коэффициент который учитывает увеличение величины допустимого напряжения за счёт сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса и равен 1,48.

Для сетей 110 кВ:

$$U_{p.n.p.}^{110} = \frac{126,5}{1,48} = 85,47 \text{ кВ}$$

Для сетей 6 кВ:

$$U_{p.n.p.}^6 = \frac{6,9}{1,48} = 4,66 \text{ кВ}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем для стороны ВН, ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1. Для стороны НН, ОПН-1-6/7,2 УХЛ1.

Характеристики ОПН представлены в таблице 13

Таблица 13 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
110	126,5	88	10
6	7,2	7,2	10

4.4 Выбор оборудования 6 кВ

4.4.1 Выбор и проверка КРУ

Выберем комплектное распределительное устройство КРУ ZETO-6 кВ. Оно предназначены для распределительных устройств переменного

трехфазного тока частотой 50 Гц систем с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасительный реактор.

Основные характеристики КРУ ZETO-6 представлены в таблице 14

Таблица 14 - основные параметры ячеек КРУ

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	63
Термическая стойкость, кА ² с	1200
Выключатель	VF12
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный
Обслуживание шкафов	Одностороннее
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6

4.4.2 Проверка выключателя

Выключатель VF12 предназначены для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 6 или 10 кВ с изолированной или заземленной нейтралью.

Проверим выключатель VF12 по отключающей способности формула (51):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{40}{100} = 11,3 \text{ кА}$$

В таблице 15 представлено сравнение каталожных и расчетных данных.

Таблица 15 – сравнение данных выключателя.

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} = 1524,2 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 12,08 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{откл}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 35,752 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 12,08 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{вкл}$
$i_{a.\text{ном}} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{At} = 6,19 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{a.\text{ном}}$

Из таблицы видно, что выключатель подходит по условиям.

4.4.3 Проверка трансформатора тока

Состав вторичной нагрузки ТТ ТОЛ-НИЗ-10 приведён в таблице 16

Таблица 16 – вторичная нагрузка ТТ

Приборы	Количество	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Трансформаторы					
Амперметр	2	SatecPM130P Plus	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	2	ЦП 8506/12	0,3	-	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/12	0,3	-	0,3
Счетчик комплексный	2	СЭТ 4ТМ.03М.01	1	1	1
Линии 6(10) кВ					
Амперметр	10	SatecPM130P Plus	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	10	ЦП 8506/12	0,3	-	0,3

Варметр	10	ЦП 8506/12	0,3	-	0,3
Счетчик комплексный	10	СЭТ 4ТМ.03М.01	1	1	1
ТСН					
Амперметр	2	SatecPM130P Plus	0,1	0,1	0,1
Счетчик комплексный	2	СЭТ 4ТМ.03М.01	1	1	1
Секционный выключатель 6 (10) кВ					
Амперметр	1	SatecPM13 0P Plus	0,1	0,1	0,1
Итого			4,6	3,4	4,6

Счётчик активной и реактивной электроэнергии примем СЭТ 4ТМ.03М.01

Технические характеристики:

- Номинального напряжения 3·57,7 / 100 ;
- Номинальный ток 5 А;
- Класс точности 0,5S для активной;
- Класс точности 1S для реактивной;
- Два интерфейса связи RS-485.

Найдём полное допустимое сопротивление обмотки при номинальном токе по формулам ()-(), если номинальная вторичная нагрузка ТТ ТОЛ-НТЗ-10 равна 30 ВА, номинальный вторичный ток 5 А:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$\sum r_{приб} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 1,2 - 0,184 - 0,05 = 0,966 \text{ Ом}$$

Минимальное допустимое сечение жил кабеля по нагрузочной способности трансформатора:

$$q = \frac{0,1762}{0,966} = 0,18 \text{ мм}^2$$

Примем сечение кабеля токовых цепей $2,5 \text{ мм}^2$.

Найдём сопротивление:

$$Z_2 = 0,184 + 0,07 + 0,05 = 0,304 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчётных данных для ТТ представлены в таблице 17

Таблица 17 – сравнение данных ТТ.

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} = 1524,2 \text{ А}$	$I_{p\text{макс}} \leq I_H$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 35,752 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 23,92 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{дин}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,304 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Из данных таблицы можно сделать вывод, что ТТ соответствует требованиям для установки.

4.4.4 Проверка трансформатора напряжения

Вторичная нагрузка ТН ЗНОЛ-НТЗ-6 представлена в таблице 18.

Таблица 18 – вторичная нагрузка ТТ

Приборы	Количество	Тип	Нагрузка, В·А
Шины 6 кВ			
Вольтметр	2	SatecPM130P Plus	0,1
Вольтметр пофазный	2	SatecPM130P Plus	0,1
Варметр	2	ЦП 8506/12	3
Счетчик комплексный	8	СЭТ 4ТМ.03М.01	1
Итого			4,2

Сравнение каталожных и расчётных данных ТН представлены в таблице 19

Таблица 19 – сравнение данных ТТ.

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$S_H = 50 \text{ ВА}$	$S_p = 4,2 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_H$

Из результатов видно, что выбранный ТН соответствует условиям выбора, следовательно, может быть принят для установки.

4.5 Выбор трансформатора собственных нужд

Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд.

В таблице 20 представлена нагрузка собственных нужд расчётной ПС.

Таблица 20 – нагрузка собственных нужд расчётной ПС

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	нагрузка	
	$\text{кВт} \cdot \text{п}$	Всего		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
Охлаждение ТД-16000/110	$22,2 \cdot 2$	44,4	0,85	44,4	27,5
Подогрев КРУ 6 кВ	-	10	1	10	-
Отопление и освещение	-	30	1	30	-
Освещение РУ	-	5	1	5	-
Итого				89,4	27,5

Найдём расчётную мощность:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (64)$$

Где $K_c = 0,8$ - расчётная нагрузка.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{89,4^2 + 27,5^2} = 74,73 \text{ кВА}$$

Найдём расчётную мощность трансформатора:

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (65)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{74,73}{1,4} = 53,38 \text{ кВА}$$

По расчетным данным выберем 2 трансформатора ТСЛ 63/6, ()

4.6 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания приводов выключателей, устройств защиты, сигнализации и телемеханики на подстанциях часто применяют постоянный оперативный ток источником которого является аккумуляторная батарея типа «СК». При выборе батареи ориентируются на аварийные режимы работы электроустановки.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели (генераторы). При нормальной работе подстанции сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по:

- 1) Необходимой емкости;
- 2) Уровням напряжения в аварийном режиме;
- 3) Схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзарядки по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (66)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА} = 2,15$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{115}{2.15} = 54$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{ДОП}} \quad (67)$$

$U_{ДОП} = 1,75$ - напряжение на элементе в режиме разрядки

$$n = \frac{115}{1.75} = 66.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 \quad (68)$$

$$n_{доб} = 66 - 54 = 12$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} \quad (69)$$

$$N = 1.05 \cdot \frac{150}{25} = 6,3$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Полученный номер округляется до ближайшего номера. $N = 7$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 9

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax} \quad (70)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 154,8 \text{ A};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N \geq 154,8 \quad (71)$$

$$46 \cdot 7 = 322$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером

$$N \geq \frac{154,8}{46} = 3,36. \quad (72)$$

Окончательно принимаем СК – 4.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п} \quad (73)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 4 + 20 = 20,6 \text{ A}$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0 \quad (74)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 54 = 118,8 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{\text{ПЗдоб}} = 0,05 \cdot 4 = 0,2 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗдоб}} = 2,75 \cdot 54 = 148,5 \text{ В}.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

4.7 Выбор и проверка сечения ВЛ

Произведём проверку уже установленной ВЛ, для этого необходимо рассчитать максимальный рабочей ток:

$$I_{P\text{max}} = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (75)$$

Где I_{max} - максимальный ток, А

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ($T_M=5900$ ч). Примем данный коэффициент равным 1,09.

Максимальный ток находится по формуле:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max з}}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (76)$$

Где $n_{\text{ц}}$ - количество цепей линии.

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{14,71^2 + 5,88^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 83,138 \text{ A}$$

$$I_{P_{\max}} = 83,138 \cdot 1,05 \cdot 1,09 = 95,151 \text{ A}$$

Установленные на ВЛ кабели АС-120 с длительно допустимым током 390 А проходят по условию $I_{P_{\max}} \leq I_{\text{д.д}}$, следовательно замена не требуется.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Основные типы защит трансформатора

Для того что бы силовой трансформатор и присоединения к нему в аварийных ситуациях не пришли в негодность существуют различного рода защиты:

- Продольная дифференциальная защита.

Область применения дифференциальной токовой защиты охватывает сам силовой трансформатор, окружающие его присоединения вплоть до измерителей токовой нагрузки. Нормальным режим работы трансформатора считается равномерное перераспределение нагрузки между всеми фазами, электрический ток в каждой из которых получается приблизительно одинаковым. Продольная дифференциальная защита осуществляет сравнение токовой нагрузки во всех фазах. Геометрическая сумма в них должна равняться нулю. В результате сравнения получается, что токовая составляющая отсутствует или слишком мала для реакции. При замыкании одной фазы или сразу между несколькими, токи в них перестанут компенсировать друг друга, и их сумма будет отличаться от нуля, сработает дифференциальная отсечка.

- Релейная.

Для предотвращения повреждения трансформаторов применяется достаточно большое количество релейных защит. Одной из важных для масляных трансформаторов является реле контроля уровня масла. Этот вид предусматривает контроль за состоянием изоляционной среды. Конструктивно реле представляет собой поплавков с контактами, который удерживается выше контактов цепи срабатывания. Если аварийный режим приведет к утечке масла и последующему снижению оног менее нормы произойдет отключение.

- Тепловая.

Основой тепловой защитой в трансформаторах служит термореле. Место ее расположения определяется типом устройства, его мощностью и габаритами. Имеет две ступени – первая производит включение резервных вентиляторов или других средств охлаждения. Вторая, если первой не удалось сбросить перегрев ниже предельного значения, производит отключение трансформатора.

- Токовая отсечка

Данный вид защиты применяется для отключения повреждения внутри трансформатора. Она размещается со стороны вводов защищаемого трансформатора с которых может быть подано напряжение. Особенностью ее применения является схема питания, которая используется в соответствующей линии. Для трехфазных цепей с изолированной нейтралью токовая отсечка устанавливается в двух фазах. При использовании цепей с глухозаземленной нейтралью защита применяется в каждом фазном присоединении. При отключении трансформатора полностью отсутствует какая-либо выдержка времени.

- Газовая защита.

Газовое реле широко применяется в маслонаполненных трансформаторах. В нормальном режиме работы понижающие трансформаторы не воздействуют на жидкий диэлектрик, и масло пребывает в постоянном физическом состоянии. При возникновении межвитковых замыканий, контакта проводников со сталью или других ситуаций внутри бака горение дуги или разогрев металла приводит к локальному закипанию масла. Из-за этого происходит выделения газа, который поднимается в верхнюю часть емкости. Газовое реле устанавливается в соединительной трубе между расширителем и баком трансформатора.

- Максимальная токовая защита (МТЗ).

МТЗ применяется для срабатывания в ответ на токи КЗ, расположенные в непосредственной близости к источнику. Сюда относятся повреждения на:

1) обмотках;

- 2) ближайших шинах подстанции,
- 3) окружающем оборудовании
- 4) т.д.

Основные варианты исполнения МТЗ:

- от внутренних и внешних КЗ;
- с комбинированным пуском по напряжению;
- с пуском по напряжению и фильтром напряжения обратной последовательности;
- обратной последовательности комбинированная с устройством против трехфазных КЗ.

5.2 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Для расчёта защит трансформатора необходимо узнать какие токи протекают при повреждении на стороне НН. Для этого необходимо привести ток КЗ НН к стороне ВН:

$$I_{\kappa}^{(3)BH} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{K_T} \quad (77)$$

Где $I_{\kappa}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ на шинах

K_T - коэффициент трансформации силового трансформатора, который равен отношению ВН к НН.

В таблице 21 указаны токи КЗ необходимые для расчёта уставок.

Таблица 21 – токи КЗ для расчёта уставок защит трансформатора.

Расчётная точка КЗ	Ток КЗ, кА
На стороне ВН (К1)	2,884
На стороне НН (К2)	12,080

Найдём ток трехфазного КЗ на шинах НН приведённый к стороне ВН трансформатора:

$$I_{\kappa}^{(3)\text{НН}} = \frac{12080 \cdot 6}{110} = 658,91 \text{ A}$$

Сведём расчёт общих параметров дифференциальной защиты в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчёт уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины, обозначение и расчётная формула	Результаты расчёта	
	Сторона ВН – 115 кВ	Сторона НН – 6,3 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А $I_{\text{перв.ном.}i} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}i}}$	$\frac{15,84 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 79,5$	$\frac{15,84 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1451,6$
Схема соединения вторичных обмоток трансформатора тока	звезда	звезда
Коэффициент схемы	1	1
Принятые к установке коэффициент трансформации ТТ $k_{\text{ТА.}i} \geq \frac{I_{\text{перв.рас.}i}}{5}$	$\frac{100}{5}$	$\frac{1500}{5}$
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А $I_{\text{втор.ном.}i} = \frac{I_{\text{перв.ном.}i} \cdot k_{\text{сх.}i}}{k_{\text{ТА.}i}}$	$\frac{79,5 \cdot 1 \cdot 5}{100} = 3,985$	$\frac{1451,6 \cdot 1 \cdot 5}{1500} = 4,839$

Размах РПН, %	16%
---------------	-----

Рассчитанные базисные токи сторон проверяются на попадание в допустимый диапазон выравнивания, который определяется номинальным током входа в устройства. Для ТТ $I_{ном} = 5 \text{ А}$ базисные токи должны входить в диапазон (1,01-10,00) А. Полученные значения 3,985 и 4,839 в указанный диапазон попадают.

5.3 Выбор уставок дифференциальной защиты

Рассчитаем уставку дифференциальной отсечки, которая определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты:

$$\frac{I_{диф}}{I_{баз}} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*} \quad (78)$$

Где $k_{отс} = 1,2$ - коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$ - относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Расчётный ток небаланса находится по формуле:

$$I_{нб.расч*} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \quad (79)$$

Где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим принимают равным 2,0 если доля двигательной нагрузки менее 50% и 2,5 если больше 50%;

$k_{одн}$ - коэффициент однотипности ТТ, который принимают равным, 1,0;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме, для ТТ класса 10Р равен, 0,1.

$\Delta U_{РПН}$ - слагаемое обусловленное наличием РПН, примем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланс от работы РПН равна, 0,04.

$\Delta f_{\text{добав}}$ - слагаемое обусловленное неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора. Принимаем равным, согласно фирме-изготовителя, 0,04.

Необходимо рассчитать значения коэффициентов чувствительного и грубого торможения.

Коэффициент чувствительности является второй точкой тормозной характеристики. Она определяет размер второго участка тормозной характеристики. Высокая чувствительность к виткам КЗ осуществляется попаданием во второй участок:

- Режим номинальных нагрузок ($\frac{I_{m2\text{чувст}}}{I_{\text{баз}}} = 1$);
- Режим допустимых длительных перегрузок ($\frac{I_{m2\text{чувст}}}{I_{\text{баз}}} = 1,3$);
- Режимов возможных кратковременных перегрузок

Поэтому рекомендуется брать уставки срабатывания для чувствительной и грубой характеристики:

$$\frac{I_{m2\text{чувст}}}{I_{\text{баз}}} = \frac{I_{m2\text{груб}}}{I_{\text{баз}}} = 1,5 \div 2 \quad (80)$$

Принимаем уставку равной, 2.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется по следующей формуле автоматически устройством:

$$\frac{I_{m1\text{чувст(груб)}}}{I_{\text{баз}}} = \frac{I_{\text{д1чувст(груб)}}}{I_{\text{баз}}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}} \quad (81)$$

Уставка блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$ на основании опыта фирм рекомендуется на уровне 12-15%.

Примем уставку равной, 15%

Для чувствительной характеристики:

$$I_{\text{нб.расч}^*} = 2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28 \text{ о.е.}$$

Для грубой характеристики $\Delta U_{\text{РПН}}$ равняется реальной характеристики, 0,16.

$$I_{\text{нб.расч}^*} = 2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4 \text{ о.е.}$$

Для чувствительной:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,2 \cdot 0,28$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 0,336$$

Для грубой:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,2 \cdot 0,4$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 0,48$$

Принимаем базисное значение уставки срабатывания (диапазон уставки $(0,3 - 1,0)I_{баз}$) равным, для чувствительной 0,4; для грубой 0,5.

Рассчитаем:

- коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}} \quad (82)$$

Для чувствительной:

$$k_{сн.т} = \sqrt{1 - 0,28} = 0,85$$

Для грубой:

$$k_{сн.т} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77$$

- расчётный коэффициент торможения

$$k_{торм} = 100 \cdot k_{отс} \cdot \frac{I_{нб.расч}}{k_{сн.т}} \quad (83)$$

Для чувствительной:

$$k_{торм.чувст} = 100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,28}{0,85} = 39,5\%$$

Для грубой:

$$k_{торм.груб} = 100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,4}{0,77} = 62,34\%$$

Округляем полученное значение до целого числа, для чувствительной $k_{\text{торм.чувст}} = 40\%$, для грубой $k_{\text{торм.груб}} = 63\%$.

Тормозные характеристики ступени ДЗТ-2 приведены на рис. 11

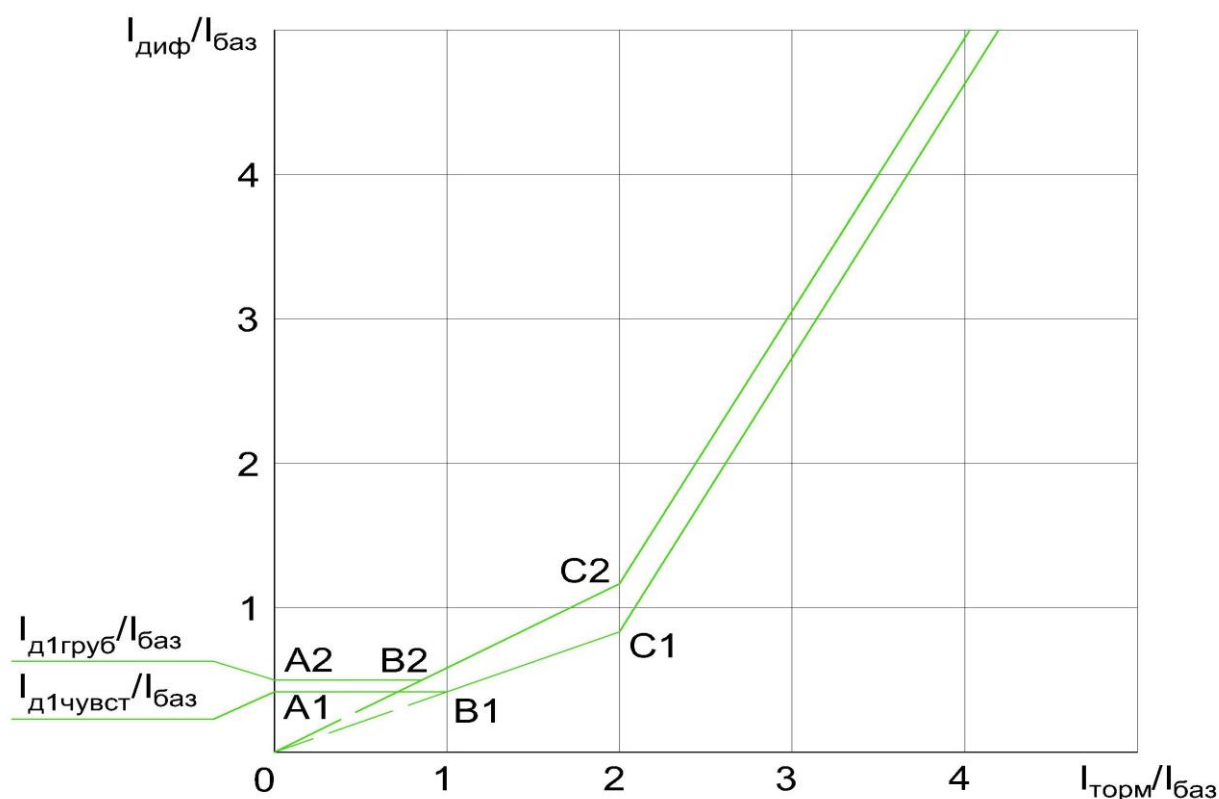


Рисунок 11 – Тормозные характеристики чувствительной (A1, B1, C1) и грубой (A2, B2, C2) ступеней ДЗТ-2

5.4 Выбор уставок дифференциальной отсечки

Отстройку производим от срабатывания при КЗ на стороне НН.

Принимаем одинаковыми пороги срабатывания ДЗТ-1. Расчёт проведём в таблице 23.

Таблица 23 – расчёт уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение стороны НН
Максимальный ток внешнего КЗ, приведённый к стороне ВН, А	$I_{\text{кз.внеш.макс}}$	658,91

Расчётный ток максимального внешнего КЗ, приведённый к номинальному току трансформатора, о.е.	$I_{кз.внеш.макс*} = \frac{I_{кз.внеш.макс}}{I_{баз.ВН}}$	$\frac{658,91}{79,5} = 8,288$
Расчётный ток небаланса при внешнем КЗ, о.е.	$I_{нб} = k'_{отс} \cdot (k'_{пер} \cdot k'_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{кз.внеш.макс*}$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 8,288 = 39,782$
Выбор уставки срабатывания с учётом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ, о.е.	Должны выполняться условия: $\frac{I_{диф}}{I_{баз}} \geq I_{нб} \text{ и } \frac{I_{диф}}{I_{баз}} \geq 6$	Принимаем значение 11,0
Принятое значение уставки (округление до первого значащего значения)	$\frac{I_{диф.чувст}}{I_{баз}} = \frac{I_{диф.зруб}}{I_{баз}}$ Диапазон уставки $(4,0 - 30,0) \cdot I_{баз}$	11,0

5.5 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчётного тока принимается двухфазное КЗ на стороне НН. Так как в нашем случае расчётный режим другой и как показывает практика в большинстве случаев чувствительность обеспечивается, поэтому проводить проверку не обязательно.

5.6 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформатора контролируется по току в трех обмотках оного.

Уставка сигнала перегрузки рассчитывается следующим образом:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{\epsilon}} \quad (84)$$

Где $K_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки;

$K_{\epsilon} = 0,9$ - коэффициент возврата;

$$I_{сз}^{110} = \frac{1,05 \cdot 79,5}{0,9} = 92,75 \text{ A}$$

$$I_{сз}^6 = \frac{1,05 \cdot 658,91}{0,9} = 768,73 \text{ A}$$

Время срабатывания защиты равняется, 9с.

5.7 Обдув

Обдув запускается при:

- превышении тока заданной уставки;
- дискретных сигналах от датчика температуры.

Контроль осуществляется по трём фазам тока всех сторон трансформатора. Уставки задаться для ВН и НН и определяется по формуле:

$$I_{сз.о} = 0,7 \cdot I_{ном} \quad (85)$$

$$I_{сз.о}^{110} = 0,7 \cdot 79,5 = 55,65 \text{ A}$$

$$I_{сз.о}^6 = 0,7 \cdot 658,91 = 461,24 \text{ A}$$

Время срабатывания $T=10$ с.

5.8 Блокировка РПН

Контроль осуществляется по трём фазам тока ВН трансформатора.

Уставка блокировки регулирования напряжения под нагрузкой находится по:

$$I_{сз.рпн} = 2 \cdot I_{ном} \quad (86)$$

$$I_{сз.рпн} = 2 \cdot 79,5 = 159 \text{ А}$$

Время срабатывания равняется, 10с.

5.9 Газовая защита

Согласно ПУЭ газовая защита должна быть предусмотрена для:

- трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла (ПУЭ-7 глава 3.2.53.).

На рисунке 12 показано газовое реле.



Рисунок 12 - Газовое реле

6 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

6.1 Цели создания АСУ ТП

Назначением АСУТП является комплексная автоматизация технологических процессов подстанции на базе современных аппаратно-программных средств автоматизации и телекоммуникаций с целью обеспечения максимальной эффективности решения задач передачи, преобразования и распределения электроэнергии.

Для обеспечения надёжной эксплуатации ПС предусматривается организация контроля режимов и состояния оборудования подстанции, а также управления оборудованием ПС с помощью АСУТП, являющейся основным средством ведения технологических процессов.

В качестве основных программно-технических средств построения АСУТП ПС использованы программно-технические средства интегрированной системы управления подстанцией. Ее отличительной особенностью является возможность интеграции различного оборудования РЗА, ПА, ТМ, систем диагностики ТТ, ТН, ОПН и т.д., выпускаемого как зарубежными производителями, так и отечественными предприятиями.

АСУТП ПС поддерживает связь со всеми интеллектуальными устройствами подстанции, включая реле защиты, измерительные приборы, блоки удаленных терминалов, цифровые регистраторы отказов, регистраторы последовательности событий и программируемые логические контроллеры, применяемые на типовых пультах управления подстанциями.

Создание программно-технического комплекса АСУТП НПС-29 должно быть достигнуто за счёт решения следующих задач:

- оперативное управление основным технологическим оборудованием;
- мониторинг и контроль технологических процессов, состояния основного оборудования и параметров качества электроэнергии;

- регистрация параметров, необходимых для анализа и оценки работы технологического оборудования и средств автоматизации;
- системная интеграция с системами и средствами автоматического контроля и управления (РЗА, ПА, АИИСКУЭ);
- информационная поддержка и контроль систем РЗА и других специализированных систем автоматического управления/регулирования;
- регистрация параметров переходных процессов в аномальных режимах;
- учет параметров основного технологического оборудования;
- коммерческий и технический учет электроэнергии и мощности;
- информационная и общая безопасность.

6.2 Структура АСУ ТП

АСУТП строится как единая, многоуровневая, интегрированная, иерархическая распределенная система на базе современных программно-технических средств, реализующих функции управления и сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

В АСУТП выделяются три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой), средний и верхний.

Нижний уровень ПТС АСУТП образуют:

- устройства, выполняющие функции измерений, сбора, обработки аналоговой и дискретной информации и формирование сигналов управления (контроллеры присоединений);
- МП терминалы РЗА с функцией АУВ, выполняющие функции контроллера присоединений;
- устройства, выполняющие функции измерений, сбора, обработки аналоговой и дискретной информации (контроллеры сбора общеподстанционных сигналов), УСО (некомплектной поставки с основным оборудованием), устройства смежных систем, интегрированных в АСУ;

- измерительные преобразователи (некомплектной поставки с основным оборудованием);
- коммутаторы ЛВС, обеспечивающие информационный обмен между устройствами нижнего уровня АСУ ТП, МП терминалами РЗА и ПА, а также информационный обмен с устройствами среднего уровня.

Информация о текущем состоянии и функционировании МП устройств РЗА и ПА вводится в АСУ ТП по цифровым интерфейсам с использованием стандартного протокола интеграции IEC 61850-8. Сетевая технология ЛВС предусматривается FastEthernet (IEEE 802.3u) или GigabitEthernet (IEEE 802.3z).

Средний уровень ПТС АСУТП образуют контроллеры среднего уровня, серверы (шлюзы) ТМ, сетевое оборудование (коммутаторы, маршрутизаторы и т.д.), концентраторы, имеющие интерфейсы с коммуникационной сетью (ЛВС) верхнего уровня.

Верхний уровень ПТС АСУТП включает:

- устройства сбора, обработки и архивирования данных (резервируемые сервера);
- устройства предоставления информации (АРМ ОП, АРМ РЗА, АРМ АСУ, принтеры);
- ПТК ССТПИ;
- устройства синхронизации единого времени.

Сервер БД выполняет сбор, централизованную обработку информации, ее хранение в архивах и выдачу ее на рабочие места операторов для предоставления пользователям системы.

Основной средой передачи информации на среднем и верхнем уровнях управления предусматривается одномодовое или многомодовое оптоволокно.

На рисунке 13 показана структурная схема АСУ ТП ПС «Многовершинная».

6.3. Взаимосвязь со смежными средствами и подсистемами АСУ ТП

Средства АСУТП подстанции будут играть роль средств нижнего уровня в рамках единой иерархической системы диспетчерского и технологического управления, снабжая высшие уровни иерархии (МЭС Востока, Амурский ЦУС, Амурское РДУ) полной и достоверной информацией о функционировании управляемого оборудования, обеспечивая эффективное выполнение диспетчерских команд. Средства АСУТП подстанции будут выполнять функции устройства телемеханики, что освобождает от необходимости ее установки на подстанции.

Смежными средствами и подсистемами АСУТП на ПС являются: РЗА, ПА, РАС, АИИСКУЭ, ЩПТ, ЩСН, инженерные системы подстанции, система технических средств безопасности. Средства связи АСУТП ПС обеспечивают информационную взаимосвязь между устройствами и системами, как установленными на самой ПС, так и в удаленных пунктах контроля и управления.

6.3.1. Взаимосвязь с устройствами РЗА и ПА

Устанавливаемые на ПС микропроцессорные (МП) устройства РЗА имеют двойное назначение: как собственно устройства автономной системы РЗА, и как компоненты нижнего уровня АСУТП, которые используются в качестве источников цифровой информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Информация о текущем состоянии и функционировании МП устройств РЗА и ПА вводится по цифровым интерфейсам с использованием протокола IEC 61850-8..

Средства АСУТП обеспечивают инженеру РЗА проведение ретроспективного анализа аварийных событий на автоматизированном рабочем месте (АРМ), а также доступ к МП устройствам РЗА с указанного АРМ с возможностью дистанционного управления уставками терминалов.

Объем сигналов, поступающих в цифровом коде от терминалов РЗА в АСУТП, следующий:

- от основных и резервных защит – сигналы работы и неисправностей, требующих определенных действий оперативного персонала;
- от АПВ – сигналы работы и неисправностей, требующих определенных действий оперативного персонала, запрет, контроль по наличию напряжения;
- от УРОВ – сигналы работы и неисправностей, контроль по току и т.д.

Средствами АСУТП обеспечиваются односторонние информационные связи (ввод аналоговых и дискретных сигналов для решения различных задач контроля, сигнализации и анализа) с немикропроцессорными устройствами смежных систем.

Передача сигналов «общая неисправность» и «срабатывание устройства» от МП устройств РЗА выполняется «сухими» контактами. Передача информации «сухими» контактами» выполняется для электромеханических и электронных устройств, не имеющих цифрового интерфейса (передача сигналов срабатывания).

6.3.2. Взаимосвязи с устройствами сбора и передачи данных (УСПД), АИИСКУЭ

Интеграция АИИСКУЭ с АСУТП ПС обеспечивается посредством цифрового интерфейса Ethernet по протоколу МЭК 60870-104. При этом из АИИСКУЭ в АСУТП ПС передаются:

- информации о состоянии положения коммутационных аппаратов;
- синхронизованные по времени показания счетчиков электроэнергии;
- сигналы состояния объектов измерений коммерческого учета;
- информация о неисправности компонентов системы (счетчиков, УСПД, УСВ, ИБП) по «цифре» и наличия питания УСПД сухим контактом, а также аналоговая информация.

При этом производится передача в АИИСКУЭ информации о состоянии положения коммутационных аппаратов.

Измерения электроэнергии и мощности осуществляется с погрешностью, обеспечиваемой вновь вводимыми счетчиками

электроэнергии, устройством сбора и передачи данных и линиями присоединения счетчиков к ТН. Эти погрешности должны находиться в допустимых пределах.

6.3.3 Интеграция системы технических средств безопасности (СТСБ)

Основой СТСБ ПС являются следующие виды систем:

- система охранной сигнализации;
- система автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре;
- система контроля и управления доступом;
- система видеонаблюдения.

АСУТП ПС обеспечивает прием и обработку следующих сигналов от СТСБ: неисправность, частичный отказ с предупредительной сигнализацией, потеря питания, обобщенный сигнал срабатывания датчиков и т.п.

Задачей системы охраны периметра (СОП) является эффективное и своевременное оповещение сотрудников службы охраны о факте несанкционированного пересечения периметра подстанции.

Система Охраны Периметра (СОП) состоит из комплекса инженерных и технических средств.

Графический мониторинг и управление СОП производится с АРМ дежурного службы охраны. Для этого АРМ ОПС и СКУД стыкуются с контроллером периметральной сигнализации на уровне системного интерфейса.

Оборудование СОП предусматривает выдачу набора сигналов типа «сухой контакт» для обеспечения совместной работы с системами охранного освещения и охранного телевидения. Для этого в состав СОП включается необходимое число релейных модулей, объединенных системным интерфейсом с остальным оборудованием СОП.

Система автоматического пожаротушения выполнена по трех уровневой системе. Нижний уровень включает в себя датчики, исполнительные механизмы, блоки ручного управления.

Средний уровень включает в себя программно-аппаратные модульные контроллеры управления автоматическими средствами пожаротушения.

Верхний уровень включает в себя АРМ ОП.

Система контроля и управления доступом (СКУД) состоит из:

1. Устройств, преграждающих управляемых (УПУ) в составе преграждающих конструкций и исполнительных устройств;
2. Устройств ввода идентификационных признаков (УВИП) в составе считывателей и идентификаторов;
3. Устройств управления (УУ), в составе аппаратных и программных средств.

Задачей СКУД является:

- своевременное оповещение сотрудников службы охраны о факте несанкционированного проникновения в охраняемые помещения;
- определение места нештатной ситуации и документирование информации;
- ограничение и контроль доступа на отдельные территории и помещения подстанции, разграничение прав доступа различных категорий сотрудников, сбор и хранение информации о перемещении персонала по территории.

Техническими средствами СКУД оснащаются здания подстанции: проходной пункт, здание ОПУ, здание ЗРУ.

Двери в помещения, оснащаемые СКУД, оборудуются электромеханическими замками, доводчиками и считывателями электронных ключей управления доступом Touch Memory. Выход из помещений осуществляется по кнопке.

Графический мониторинг и управление техническими средствами СКУД производится на АРМах оперативного персонала и дежурного службы охраны. АРМы объединяются в сеть посредством протокола.

Автономная работа технических средств системы СКУД обеспечивается путем питания технических средств от блоков резервного питания (БРП).

При выходе из строя рабочих станций управление системой СКУД осуществляется с клавиатур, дублирующих основные функции АРМ и устанавливаемых на щите управления и проходной подстанции.

Система охранного телевидения (СОТ) на территории НПС-29 разделяется на:

- СОТ за периметром (СОТ-П);
- СОТ за технологическим оборудованием (СОТ-ТО).

СОТ обеспечивает визуальный контроль ограждения по периметру подстанции, проходного пункта, въездных ворот, оборудования ОРУ 220 кВ.

Для организации СОТ предусматриваются:

1. Стационарные видеокамеры;
2. Высокоскоростные поворотные видеокамеры;
3. АРМы оперативного персонала и дежурного службы охраны;
4. Оборудование бесперебойного электропитания СОТ на время работы не менее 2 часов.

6.3.4. Интеграция инженерных и вспомогательных систем

Инженерные и вспомогательные подстанционные системы являются самостоятельными локальными, преимущественно автоматическими системами, большинство из которых непосредственно практически не участвует в ведении основных технологических процессов подстанции и самостоятельно функционирует независимо друг от друга, а также от состояния средств и подсистем АСУТП и других систем подстанции.

АСУТП принимает, обрабатывает и отображает (сигнализирует) получаемую от инженерных и вспомогательных подстанционных систем текущую информацию в объемах, необходимых для обеспечения достаточно полной информированности дежурного оперативного персонала, а также производит архивирование определенного набора данных, характеризующих состояние (работоспособность) этих систем. Для этого предусматривается возможность ввода в АСУТП сигналов от соответствующих (внешних по

отношению к АСУТП) технологических датчиков и установок инженерных и вспомогательных систем.

В АСУТП предусмотрено введение информации от оборудования измерения температуры на территории и в помещениях ПС. Метеоданные будут передаваться на верхние уровни управления в составе остальной оперативной информации.

АСУТП ПС принимает и обрабатывает следующие сигналы от инженерных систем: неисправность, частичный отказ с предупредительной сигнализацией, потеря питания, потеря обогрева и т.п. Эта информация архивируется наряду с другими видами данных.

В подсистемах контроля состояния ОПТ и СН (поставляемых, как правило, в комплекте оборудования щита постоянного тока (ЩПТ) и щита собственных нужд (ЩСН)) измеряются их дискретные и аналоговые сигналы, и вводятся в напрямую в контроллер АСУТП ПС. В АСУТП ПС вводятся сигналы состояния, поступающие от этих систем в дискретном или аналоговом виде.

6.4 Виды и основные характеристики входных дискретных сигналов

Дискретная информация вводится как в виде «сухого контакта», так и в цифровом коде. Источниками дискретных сигналов являются:

- блок-контакты коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей, разъединителей и заземляющих ножей) и концевые выключатели исполнительных механизмов;
- контакты органов ручного управления (ключи управления, режимные ключи, переключатели, испытательные блоки и др.);
- контакты выходных реле и реле неисправности устройств РЗА, ПА, РАС, ОМП, АИИСКУЭ, ПКЭ, систем мониторинга оборудования и др.;
- датчики инженерных и вспомогательных систем.

Дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов (КА) проверяются на достоверность путём введения двух сигналов от одного КА: включен – «1» и отключен – «0», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контакта, отнесённых к одному состоянию КА. Кроме того, может выполняться программная проверка сигналов на основе естественной избыточности первичной информации.

Сигналы поступают в АСУТП от микропроцессорных устройств РЗА, ПА и других подсистем путём их интеграции в АСУТП.

В ходе первичной обработки дискретных сигналов выполняются:

- проверка сигналов на достоверность;
- присвоение каждому сигналу метки времени с точностью не хуже 1 мс;
- устранение влияния «дребезга», возникающего при замыкании/размыкании контактов;
- отстройка от помех (сигналов с длительностью менее 5-7 мс).

6.5 Виды и основные характеристики аналоговых сигналов

При измерении электрических величин (тока, напряжения, активной и реактивной мощности и др.) ввод текущих значений в ПТК АСУТП осуществляется:

- пофазно от измерительных трансформаторов тока и напряжения непосредственно в устройства нижнего уровня АСУТП: МП контроллеры и (или) цифровые измерительные преобразователи электрических величин;
- от автономных систем мониторинга.

Подробные текущие измерения аналоговых сигналов отображаются в сводных таблицах измерений, которые выполняются на отдельных видеокадрах или в виде всплывающего окна для выбранного измерения. Предусмотрена возможность графического отображения для анализа и выявления тенденций измеряемых аналоговых сигналов (графики, тренды). Аналоговые сигналы, в том числе и расчетные (виртуальные) имеют возможность выставления уставок по действующему значению для

предупредительной и аварийной сигнализации. Срабатывание на уставке фиксируется в архиве событий.

Выполняется мониторинг временных изменений контролируемого параметра на оборудовании подстанции: трансформаторах и автотрансформаторах, шунтирующих реакторах, трансформаторах напряжения и тока, коммутационных аппаратах, ограничителях напряжения и др. Для этого ПТК АСУ ТП выполняет следующие основные функции:

- отслеживает текущие значения в точке подключения прибора;
- сравнивает текущие значения с предельно допустимыми значениями;
- определяет и регистрирует данные по длительности, количеству и уровням временных отклонений от предельных границ на указанных элементах силового электрооборудования, фиксируемых на заданных интервалах времени.

6.6 Виды и основные характеристики выходных (управляющих) сигналов

В качестве выходных сигналов используются дискретные сигналы, при помощи которых обеспечивается управление оборудованием подстанции.

Исполнительные механизмы, на которые поступают выходные сигналы АСУТП, представляют собой:

- электромагниты включения и отключения в приводе высоковольтных выключателей или реле команды;
- магнитные пускатели двигательных приводов дистанционно управляемых разъединителей и заземляющих ножей;
- приводы автоматов или контакторы ЩПТ;
- магнитные пускатели или приводы РПН автотрансформаторов;
- реле оперативной блокировки разъединителей и заземляющих ножей.

6.7 Автоматизированное управление коммутационными аппаратами ПС

Данная функция АСУТП ПС предусматривает дистанционное управление электротехническим оборудованием: выключателями, разъединителями и заземляющими ножами разъединителей.

В системе программируется иерархия по приоритету «места управления» (высший приоритет у удаленного диспетчерского центра). Право управления КА делегируется и принадлежит в каждый момент времени только одному «месту управления». При управлении разъединителями и заземляющими ножами (местное, дистанционное) должна предусматриваться программная и аппаратная блокировка, исключающая одновременное управление с нескольких рабочих мест.

Ручное управление объектом должно сохранять работоспособность вне зависимости от состояния АСУТП ПС.

Все действия оперативного персонала по управлению электрооборудованием с АРМ или по месту фиксируются в архивах АСУТП с указанием метки времени, способа управления и оператора, производившего управление.

Передача команд управления от АРМ персонала к исполнительным механизмам выполняется через контроллеры и/или МП устройства РЗА по цифровым каналам связи.

Средства АСУТП обеспечивают возможность выполнения функций автоматики управления выключателями 220, 10 кВ, аналогичных функциям традиционных электромеханических панелей автоматики выключателей. Эти функции реализованы на уровне полевых устройств и не зависят от состояния остальных средств АСУТП.

Соответствующие устройства нижнего уровня формируют импульсные команды «ВКЛЮЧИТЬ» и «ОТКЛЮЧИТЬ», для чего они должны иметь:

- вывод дискретных сигналов через релейные контакты, рассчитанные на напряжение ≈ 220 В при длительном токе 5А;

- программируемую длительность выходных сигналов, обеспечивающую надежное срабатывание приводов коммутационных аппаратов;
- логику технологических блокировок (от неполнофазного режима, от «прыгания», от несинхронного включения и т.п.).

Правильность операции управления контролируется по сигналу обратной связи от блок-контакта коммутационного аппарата с контролем длительности операции, а также от датчиков (измерительных преобразователей) по наличию тока (напряжения). Положение каждого коммутационного аппарата отображается на мнемосхеме объекта с повышением детализации представления информации:

- на мнемосхеме подстанции отображается положение всех выключателей и разъединителей;
- на мнемосхеме секции (системы шин) - положение выключателей и разъединителей всех ячеек, а также заземляющих ножей секции (системы шин);
- на мнемосхеме ячейки – положение выключателя и заземляющих ножей ячейки.

Архитектура системы позволяет оперативно-диспетчерское телеуправление коммутационными аппаратами ПС с удаленного пункта управления.

6.8 Надежность и живучесть АСУ ТП ПС

Система сбора и передачи технологической информации функционирует в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленных сроков службы, которые (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) не менее:

- 20 лет – для устройств нижнего (полевого) уровня АСУТП ПС;
- 15 лет – для устройств среднего уровня АСУТП ПС;
- 10 лет – для устройств верхнего уровня АСУТП ПС.

При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства удовлетворяют требованиям, предъявляемым к

многокомпонентным, многоканальным, ремонтпригодным и восстанавливаемым системам.

В целом надежность АСУТП ПС достигается:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- структурными способами (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Количественные показатели надежности составляют:

- средняя наработка на отказ каждого канала для функций АСУТП ПС по информационным функциям - не менее 40000 часов, по управляющим функциям – не менее 50000;
- среднее время восстановления работоспособности АСУТП ПС по любой из выполняемых функций - не более 0,5 часа;
- коэффициент готовности – не менее 0,995;
- периодичность остановов резервированных комплектов АСУТП ПС - не чаще 1 раз в год, с продолжительностью не более 8 часов.

При отказах в АСУТП ПС не должно быть ложных управляющих воздействий, блокировки независимого (резервного и местного) управления коммутационными аппаратами, потери функций РЗА. Устройства АСУТП ПС не должны давать ложных команд управления при снятии и подаче постоянного оперативного тока, при снижении напряжения ниже 20%, а также при замыкании на землю в цепях постоянного оперативного тока.

АСУТП ПС должна быть устойчива к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв цепей, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом не должно быть зависаний ПО системы.

Должен быть предусмотрен механизм восстановления значений технологических параметров, сохраняемых в базе данных системы, путем

повторного опроса устройств при перезапусках как отдельных модулей, так и АСУТП ПС в целом.

При отказах локальной сети АСУТП ПС ее элементы должны функционировать в автономном режиме. После восстановления работоспособности локальной сети должен автоматически восстанавливаться обмен информацией.

Кратковременная и долговременная потеря питания постоянного оперативного тока не должна приводить к необратимым последствиям как для АСУТП ПС в целом, так и для отдельных частей, (например, подсистем регистрации аварийных ситуаций и неисправностей, архива событий, тревог и осциллограмм, подсистемы регистрации и архивирования аналоговых параметров в АСУТП ПС и т.п.). После восстановления питания оперативным постоянным током АСУТП ПС должна автоматически продолжать свою работу в нормальном режиме.

Неисправность любого терминала защиты или управления не должна приводить к выводу из работы исправного защищаемого элемента первичной сети, а также к отказу и ложным/излишним действиям других исправных терминалов. С целью обеспечения достаточной надежности и живучести системы архитектура выбираемого ПТК обязана иметь горячее резервирование всех компонентов АСУТП ПС за исключением устройств нижнего (полевого) уровня.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

7.1 Расчёт заземления

Расчёт заземлителя для подстанции ведется следующим образом:

- Рассчитываем, что бы контур сетки заземлителя выходил за границу оборудования по 2 м. Это требуется для того, чтобы при прикосновении к оборудованию человек был в пределах заземлителя.

Площадь под заземлитель $S = 3496 \text{ м}^2$.

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке равным, $d = 16 \text{ мм}$.

Проводим проверку заземлителя на:

- Термическую стойкость токам КЗ сечения:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (87)$$

Где $t = 0,2 \text{ с}$ - время действия РЗ при отключении;

$\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости стали;

$I_{\text{к}}^{(1)}$ - ток однофазного КЗ на стороне ВН.

Однофазный КЗ можно найти как:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \quad (88)$$

$$I_{\text{к}}^{(1)} = 3 \cdot 2,884 = 8,652 \text{ кА}$$

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{8652^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 42,2 \text{ мм}^2$$

- Условие коррозионной стойкости сечения проводника:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) \quad (89)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k \quad (90)$$

Где T – время использования заземлителя в месяцах за 20 лет, 240 месяцев.

$a_k = 0,005$, $b_k = 0,0031$, $c_k = 0,041$, $\alpha_k = 0,243$ - коэффициенты зависящие от грунта, в нашем случаи это глина.

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм}$$

$$q_{кор.} = \pi \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}^2$$

Проверка:

$$q_{кор.} + q_{м.с.} < q_{м.п.} \quad (91)$$

Где $q_{м.п.} = 200 \text{ мм}^2$ - сечение вертикального заземлителя

$$46,62 \text{ мм}^2 < 200 \text{ мм}^2$$

Найдём сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя:

$$R_0 = \frac{\rho_{эkv}}{2\pi L_B} \left(\ln \left(\frac{2L_B}{d} \right) + 0,5 \ln \left(\frac{4T + L_B}{4T - L_B} \right) \right) \quad (92)$$

Где $\rho_{\text{экв}}$ - эквивалентное сопротивление грунта, $\text{Ом} \cdot \text{м}$;

L_B - длина электродов, примем в нашем случае равной, 5 м;

d – внешний диаметр электродов, примем в нашем случае равной, 0,018 м;

T – глубина заложения, в нашем случае, 3,3 м.

$$\rho_{\text{экв}} = K_C \rho_{\text{уд}} \quad (93)$$

Где $\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта (глина), $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

$K_C = 1,5$ - значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5-0,8.

$$\rho_{\text{экв}} = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_0 = \frac{150}{2\pi \cdot 5} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,018} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right) = 13,28 \text{ Ом}$$

Вычислим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принимаем равным $\eta_B = 0,6$;

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B} \quad (94)$$

$$n_0 = \frac{13,28}{0,6} = 22,13$$

Примерное число вертикальных электродов, 23 шт.

Сопротивление растекания горизонтальных заземлителей находится по формуле:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{экв}}}{2\pi P} \cdot \ln \frac{2P^2}{bt} \quad (95)$$

Где η_{Γ} - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей, равен 0,24.

P – периметр контура, в нашем случае, 220 м;

$b = 0,04$ - ширина заземлителя, м;

t – заглубление вертикального заземлителя, 0,8 м.

Найдём $\rho_{\text{экв}}$ по формуле (). $K_c = 4,5$ - для горизонтального заземлителя.

$$\rho_{\text{экв}} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{450}{2 \cdot \pi \cdot 220} \cdot \ln \frac{2 \cdot 220^2}{0,04 \cdot 0,8} = 20,24 \text{ Ом}$$

Найдём количество горизонтальных полос сетки заземлителя:

$$n = \frac{A(B) + 2 \cdot 1,5}{a} + 1 \quad (96)$$

Где a – расстояние между полосами сетки, в нашем случае равное, 6 м.

$A(B)$ – ширина и длина ПС.

Для продольных:

$$n_a = \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{6} + 1 = 9,83$$

Округляем до целого, $n_a = 10$.

Для поперечных:

$$n_b = \frac{60 + 2 \cdot 1.5}{6} + 1 = 11,5$$

Округляем до целого, $n_b = 12$.

Общая длина полос сетки заземлителя:

$$L_3 = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a \quad (97)$$

$$L_3 = 12 \cdot (10 - 1) \cdot 6 + 10 \cdot (12 - 1) \cdot 6 = 1308 \text{ м}$$

Площадь заземлителя:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a \quad (98)$$

$$S_3 = (10 - 1) \cdot 6 \cdot (12 - 1) \cdot 6 = 3564 \text{ м}^2$$

Среднее количество полос:

$$n_{cp} = \frac{L_3}{L_{cp}} + 1 \quad (99)$$

Где $L_{cp} = 58$ - средняя длина полос.

$$n_{cp} = \frac{1308}{58} + 1 = 23,55$$

Округляем до 24.

Все соединения элементов заземления выполняются сваркой внахлест.

Расстояние от границ заземлителя до забора с внутренней стороны не менее 3 м.

Определим сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_H = \frac{1}{\frac{1}{r_3} + \frac{1}{r_c}} \quad (100)$$

Где r_c - сопротивление системы искусственного заземлителя;

r_3 - сопротивление естественного заземлителя.

$$R_H = \frac{1}{\frac{1}{0,5} + \frac{1}{1,3}} = 0,812 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учётом сопротивления растекания тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H} \quad (101)$$

$$R_B = \frac{20,24 \cdot 0,812}{20,24 - 0,812} = 0,846 \text{ Ом}$$

Найдём уточнённое число вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{R_0}{R_\epsilon \cdot \eta_B} \quad (102)$$

Где $\eta_B = 0,47$ - коэффициент использования.

$$n_B = \frac{13,28}{0,846 \cdot 0,47} = 33,64$$

Округляем до 34.

Рассчитаем общее стационарное сопротивление заземлителя с учётом вертикальных и горизонтальных заземлителей:

$$R_{py} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{\eta \cdot (n_{cp} \cdot R_\Gamma + n_e \cdot R_B)} \quad (103)$$

Где η - коэффициент использования сложного заземлителя, 0,5.

$$R_{py} = \frac{0,846 \cdot 20,24}{0,5 \cdot (24 \cdot 20,24 + 23 \cdot 0,846)} = 0,068 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление заземлителя найдём по формуле:

$$R_u = a_u \cdot R_{py} \quad (104)$$

Где a_u - импульсный коэффициент.

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{экс} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (105)$$

Где $I_M = 65$ - ток молнии, кА.

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3564}}{(450 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,03$$

$$R_u = 1,03 \cdot 0,068 = 0,07 \text{ Ом}$$

Проверка:

$$0,07 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Молниезащита

Для того, чтобы обеспечивалась защитная зона на высоте линейных порталов ОРУ, а также защита КРУ, необходимо правильно выбрать место установки и высоту молниеотводов.

Примем в нашем случае отдельно стоящие молниеотводы, высоту защищаемого объекта – линейные порталы.

Исходные данные:

- Высота молниеотвода, $h = 25 \text{ м}$;
- Расстояние между молниеотводами, $L = 50 \text{ м}$;
- Высота защищаемого объекта, $h_x = 11,35 \text{ м}$.

Рассчитаем эффективную высоту молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85h \tag{106}$$

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

Половина ширины внутренней зоны находится по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h \tag{107}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м}$$

Проверка:

$$h < L \leq 2h \quad (108)$$

$$25 < 50 \leq 50$$

Следовательно $r_{C0} = r_0 = 26,25 \text{ м}$.

Найдём наименьшую высоту внутренней зоны:

$$h_{1cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) \quad (109)$$

$$h_{1cx} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (50 - 25) = 16,81 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1cx} = r_{C0} \frac{h_{1cx} - h_x}{h_{1cx}} \quad (110)$$

$$r_{1cx} = 26,25 \cdot \frac{16,81 - 11,5}{16,81} = 8,29 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (111)$$

$$r_{1x} = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{21,25} \right) = 12,2 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{2cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) \quad (112)$$

$$h_{2cx} = 26,18 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (50 - 25) = 20,36 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{2cx} = r_{c0} \frac{h_{2cx} - h_x}{h_{2cx}} \quad (113)$$

$$r_{2cx} = 26,25 \cdot \frac{20,36 - 11,5}{20,36} = 11,62 \text{ м}$$

Из полученных данных можно сделать вывод, что они соответствуют требованиям Молниезащита и что, молниеотвод на высоте 25 метров обеспечивает надёжную защиту ПС на высоте линейных порталов 110 кВ.

7.3 Защита ПС от набегающих волн с ЛЭП

На ПС могут возникнуть опасные перенапряжения от набегающих волн из-за грозового поражения ВЛ.

Рассчитаем допустимое напряжение для изоляции СТ:

$$U_{\text{дон}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5U_{\text{ном}}) \quad (114)$$

Где $U_{\text{п.и}}$ - испытательное напряжение при полном импульсе для внутренней изоляции при испытании без возбуждения. Согласно ГОСТ 1516.3-96 $U_{\text{п.и}} = 480 \text{ кВ}$.

$$U_{\text{дон}} = 1,1 \cdot (480 - 0,5 \cdot 110) = 467,5 \text{ кВ}$$

Найдём допустимое значение крутизны для внутренней изоляции трансформатора:

$$a_{\text{дон}} = \frac{(U_{\text{дон}} - U_{\text{ост}}) \cdot 300}{2 \cdot l} \quad (115)$$

Где $U_{\text{ост}} = 307$ - остаточное напряжение на ОПН, кВ

$l = 9$ - расстояние от ОПН до СТ

$$a_{\text{дон}} = \frac{(467,5 - 307) \cdot 300}{2 \cdot 9} = 2675 \frac{\text{кВ}}{\text{мкс}}$$

Длина защищённого подхода, находится по формуле:

$$l_{\text{з.п.}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{дон}} \cdot \Delta \tau} \quad (116)$$

Где $\Delta \tau$ - удлинение фронта под действием импульсной короны.

$U_{50\%} = 600 - 700 \text{ кВ}$ - импульсное пятидесятипроцентное напряжение для линий на металлических и ж/б опорах класса напряжения 110 кВ.

$$\Delta \tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{нр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} \quad (117)$$

Где $h_{\text{нр.ср}} = 11,35$ - средняя высота подвеса провода, м;

$k = 1$ - коэффициент, учитывающий расщепление фазы ВЛ, если в фазе один провод.

$$\Delta \tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot 700}{11,35} \right) \cdot \frac{1}{1} = 0,99 \frac{\text{мкс}}{\text{км}}$$

$$l_{\text{з.п.}} = \frac{700}{0,99 \cdot 2675} = 0,264 \text{ км}$$

8 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Для расчёта затрат будут использованы данные из (). Эти показатели нужны для оценки эффективности и объёмов инвестиций в проект и при планировании электросетевого хозяйства.

Что бы определить фактические цены электросетевого строительства необходимо использовать индекс изменения стоимости проектных работ на 2 квартал 2020 года (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 2001 года), который по данным ОАО «ФСК ЕЭС» равен 4,37 (к ценам 1991 – 33,61.)

8.1 Расчёт капиталовложений на реконструкцию ПС

В состав капитального вложения реконструкции подстанции входят Затраты на оборудование, которое было заменено:

- РУ ВН и НН
- Силовые трансформаторы
- Монтаж и наладка.

Суммарное капиталовложение на реконструкцию подстанции можно вычислить по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{РУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{тер} \quad (118)$$

Где $K_{ТР}$ - стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения, тыс. руб.;

$K_{РУ}$ - стоимость РУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения, тыс. руб.;

$K_{ПОСТ}$ - постоянная часть затрат, для выбранной ПС составляет (цены 1991) 290 тыс. руб.;

$K_{тер}$ - территориальный коэффициент, для хабаровского края, 1,3.

Капиталовложение на покупку трансформатора находится по формуле:

$$K_{TP} = \sum K_{TPi} \quad (119)$$

Где $\sum K_{TPi}$ - суммарная стоимость трансформаторов на ПС, монтаж/демонтаж, тыс. руб.

В нашем случае был выбран трансформатор типа ТДН-16000/110 в количестве 2 шт. Стоимость трансформатора и его монтаж (цены 1991) составляет 1200 тыс. руб.

$$K_{TP} = 1200 \cdot 2 = 2400 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на РУ представлены в таблице 24

Таблица 24 – Стоимость РУ

Схема РУ	Стоимость, тыс. руб. (цены 1991)
Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии 110 кВ	198

Так как все цены были взяты за 1991 г. То коэффициент инфляции составляет 33,61.

$$K_{ПС} = (2400 + 198 + 290) \cdot 33,61 \cdot 1,3 = 126185 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом так как замена ВЛ не требуется, то общая стоимость капиталовложение является стоимость капиталовложения ПС.

8.2 Расчёт амортизационных отчислений

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы находим по следующей формуле:

$$I_{ам} = \frac{K_{нс}}{T_{сл}} \quad (120)$$

Где $T_{сл} = 20$ - срок службы, лет.

$$I_{ам} = \frac{126185}{20} = 6309,25 \text{ тыс.руб.}$$

8.3 Расчёт эксплуатационных затрат

В эксплуатационных издержках учитывается потери электроэнергии в СТ, ЛЭП, батареях конденсатора. В нашем случае ЛЭП не учитывается.

Издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{эр} = \alpha_{мэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (121)$$

Где $\alpha_{мэоПС} = 0,059$ - норма ежегодного отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС.

$$I_{эр} = 0,059 \cdot 126185 = 7444,92 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки потерь электроэнергии находится по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (122)$$

Где $C_{\Delta W}$ - стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии равна,
 $1,79 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

ΔW - потери электроэнергии.

$$\Delta W = \Delta W_{mp} + \Delta W_{вл} + \Delta W_{кор} + \Delta W_{КУ} \quad (123)$$

Где ΔW_{mp} - потери электроэнергии в СТ, МВт;

$\Delta W_{вл}$ - потери электроэнергии в ВЛ, МВт;

$\Delta W_{кор}$ - потери электроэнергии на корону, МВт;

$\Delta W_{КУ}$ - потери электроэнергии в КУ, МВт;

Так как ВЛ линии остались те же, а КУ на данной ПС не требуются то общие потери равны потерям в трансформаторе:

$$\Delta W = \Delta W_{mp} \quad (124)$$

Потери в трансформаторе находятся по следующей формуле:

$$\Delta W_{mp} = \frac{(P_{эф}^з)^2 + (Q_{неск}^з)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{mp} \cdot T_з + \frac{(P_{эф}^л)^2 + (Q_{неск}^л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{mp} \cdot T_л + 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_г \quad (125)$$

Где ΔP_{xx} - потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода, кВт;

$T_з, T_л, T_г$ - количество часов зимних, летних, годовых;

$P_{эф}, Q_{неск}$ - летняя и зимняя активная и реактивная мощность ПС соответственно, кВт и кВар;

R_{mp} - сопротивление трансформатора, Ом.

$$\Delta W_{mp} = \frac{14,71^2 + 5,88^2}{110^2} \cdot \frac{4,02}{2} \cdot 4800 + \frac{8,58^2 + 3,43^2}{110^2} \cdot \frac{4,02}{2} \cdot 3960 + 2 \cdot 0,003 \cdot 8760 = 252,67 \frac{MВт \cdot ч}{год}$$

Вычислим издержки на потери:

$$I_{\Delta W} = 1,79 \cdot 252,67 = 452,28 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки вычисляться по формуле:

$$I = I_{\Delta W} + I_{AM} + I_{ЭР} \quad (126)$$

$$I = 452,28 + 7444,92 + 6309,25 = 14206,45 \text{ тыс.руб.}$$

8.4 Себестоимость передачи электроэнергии

Для нахождения себестоимости передачи электроэнергии необходимо вычислить суммарную электроэнергию, переданную потребителям:

$$W = P_{cp}^z \cdot T_z + P_{cp}^л \cdot T_л \quad (127)$$

$$W = 12,258 \cdot 4800 + 10,420 \cdot 3960 = 100101,6 \text{ MВт} \cdot \text{ч}$$

Найдём себестоимость электроэнергии:

$$C = \frac{I}{W} \quad (128)$$

$$C = \frac{14206,45}{100101,60} = 0,14 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

8.5 Простой срок окупаемости

Срок окупаемости находится по следующей формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi_{ч} + I_{ам}} \quad (129)$$

Где K - капиталовложение;

$\Pi_{ч}$ - чистая прибыль.

Чистая прибыль определяется по формуле:

$$\Pi_{ч} = O - I - H \quad (130)$$

Где O – доход от полезного отпуска;

H – налог на прибыль равный 20%.

Доход от полезного отпуска находится по формуле:

$$O = WT \quad (131)$$

Где T – средний тариф на передачу электроэнергии, для хабаровского края $1500 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

$$O = 100101,6 \cdot 1500 = 150152,4 \text{ тыс.руб.}$$

Найдём налог на прибыль:

$$H = 0,2(O - I) \quad (132)$$

$$H = 0,2 \cdot (150152,40 - 14206,45) = 27189,19 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Pi_{ч} = 150152,40 - 14206,45 - 27189,19 = 108757,21 \text{ тыс.руб.}$$

$$T_{ок} = \frac{126185}{(108757,21 + 7444,92)} = 1,09$$

Итого срок окупаемости 1,09 лет.

9 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Проектируемая подстанция «Многовершинная» 110/6 кВ располагается на территории горнодобывающей компании АО «Многовершинное» Николаевского района Хабаровского края. Основными потребителями ПС являются посёлок Многовершинный и горнодобывающая компания.

Для более точного представления местонахождения ПС на рисунке 14 представлено фото со спутника.



Рисунок 14 – фотография ПС «Многовершинная» со спутника.

9.1 Безопасность

9.1.1 Определение минимального расстояния для защиты от шума

При эксплуатации объекта основным источником шума является работающие трансформаторы.

Определим минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполнится санитарно-гигиенические требования по шуму. В таблице 24 представлены исходные данные.

Таблица 24 исходные данные

Количество в СТ	Вид системы охлаждения	Типовая мощность СТ, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (охлаждение вида Д)	16	110	Кабины наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону

По таблице 1 колонка № 4 СП 51.13330.2011 «Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1)» находим допустимый уровень шума для данного типа территории. Допустимый уровень в нашем случае составляет 75 дБА.

Определим шумовые характеристики источника шума (трансформатор ТДН 16000/110), согласно ГОСТ 12.2.024-87 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» скорректированные уровни звуковой мощности для трансформатора 16 МВА 110 кВ с системой охлаждения Д составляет $L_{PA} = 88$ дБА.

Определим минимальное расстояние от ПС до границ представленного типа территории.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для СТ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 15).

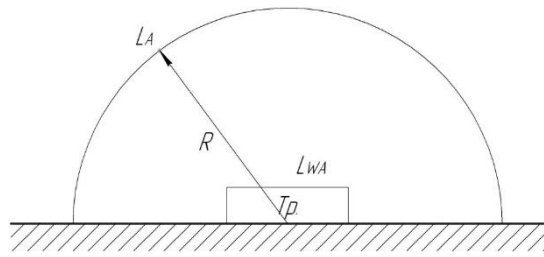


Рисунок 15 – Излучение шума трансформатором

В этом случае согласно ГОСТ 12.2.024-87 будет справедлива следующая формула:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (133)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2$$

Исходя из формулы (133) при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) определяется следующим образом:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (134)$$

$$S = \pi R^2 \quad (135)$$

На подстанции расположены 2 СТ и они на рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 16 расположены на расстоянии R_1 и R_2 от границы территории, которые нам неизвестны, но из проекта нам известно расстояние между трансформаторами l .

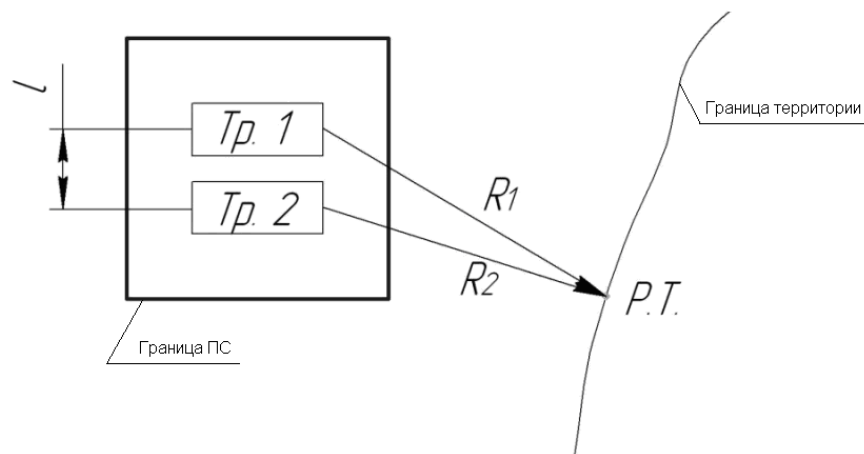


Рисунок 16 – Схема расположения ПС относительно рассматриваемого типа территории

Для того чтобы определить минимальное расстояние от источников шума, расположенных на подстанции, до границы рассматриваемого типа территории примем следующие допущения:

- Так как расстояние между СТ небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$, то таким образом два и более источника можно заменить одним. При этом формула корректирующая уровень звуковой мощности будет выглядеть следующим образом:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}} \quad (136)$$

где N - количество источников шума (СТ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,188} = 91 \text{ дБА}$$

- На границе рассматриваемого типа территории уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$ из этого следует, что тогда $R = R_{min}$.

Принимая вышесказанные допущения, формулу (134) можно представить в следующем виде:

$$DV_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0} \quad (137)$$

Из данного уравнения (137) выразим R_{min} .

И тогда минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории будет выглядеть следующим образом:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}} \quad (138)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91-75)}}{2\pi}} = 2,5 \text{ м}$$

Из выше сказанного можно сделать вывод, что любое $R \geq R_{min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. Таким образом в данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{min} = L_{C33}$ будет являться санитарно-защитной зоной (СЗЗ) по шуму.

9.2 Экологичность

9.2.1 Санитарно-защитная зона

Санитарно-защитная зона регламентируется СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»

СЗЗ устанавливается в целях обеспечения безопасности населения, вокруг объектов и производств, являющимися источником воздействия на среду обитания и здоровья человека. Размер СЗЗ обеспечивает уменьшения воздействия загрязнения на атмосферный воздух до значений, установленных гигиеническими нормативами. Функционально СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Размер СЗЗ определяют таким образом, чтобы ПДК загрязняющих веществ для атмосферного воздуха и ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух не превышало её внешней границы.

Из оценки воздействия на окружающую среду для определения размера СЗЗ основным фактором для рассматриваемой ПС, является шумовое воздействие от работающего электротехнического оборудования.

Согласно ПУЭ 4.2.131 «Расстояние от жилых зданий до трансформаторных подстанций следует принимать не менее 10 м при условии обеспечения допустимых нормальных уровней звукового давления (шума)». В нашем случае данный пункт выполняется.

9.2.2 Результаты оценки воздействия объекта капитального строительства на окружающую среду

В процессе выполнения работ в рамках «реконструкция ПС 110 кВ «многовершинная»», возможны воздействия на окружающую среду:

- Загрязнение атмосферного воздуха при работе строительной техники, при выполнении сварочных работ, пересыпке строительных материалов;
- На водные ресурсы не оказывается;
- На геологическую среду не оказывается;

- При условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменение состояния и свойств грунтов не произойдёт;

- На почвенно-растительный покров не оказывается.

9.2.3 Воздействие электромагнитного поля на персонал

Во время эксплуатации ПС, электрического оборудования, проводов возникает электромагнитное поле, влияющее на здоровье людей.

Установлены различные санитарные нормы для рабочих мест на которое оказывает влияние ЭМП:

- временные допустимые уровни (ВДУ) ослабления геомагнитного поля (ГМП);

- ПДУ электростатического поля (ЭСП);

- ПДУ постоянного магнитного поля (ПМП);

- ПДУ электрического и магнитного полей промышленной частоты 50 Гц (ЭП и МП ПЧ);

- ПДУ электромагнитных полей в диапазоне частот 10 кГц - 30 кГц;

- ПДУ электромагнитных полей в диапазоне частот 30 кГц - 300 ГГц.

В рассматриваемом случае ЭМП ПЧ (50 Гц).

Оценка ЭМП ПЧ (50 Гц) осуществляется отдельно по напряженности электрического поля (E) в кВ/м, напряженности магнитного поля (H) в А/м или индукции магнитного поля (B) в мкТл. Нормирование электромагнитных полей 50 Гц на рабочих местах персонала дифференцировано в зависимости от времени пребывания в электромагнитном поле.

Установлено, что в любой точке поля электроустановок ВН (с промышленной частотой) поглощенная энергия магнитного поля, телом человека, примерно в пятьдесят раз меньше поглощенной им энергии электрического поля.

Из вышесказанного был сделан вывод, что отрицательное воздействие ЭМП ПЧ (50 Гц) обусловлено электрическим полем, следовательно, нормируется напряжённостью электрического поля.

Согласно СН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» существуют предельно допустимые уровни напряжённости электрического поля, которые представлены в таблице 25.

Таблица 25 – предельно допустимые уровни напряжённости электрического поля

Наименование территории	Предельно допустимые уровни напряжённости электрического поля, кВ/м
Труднодоступные места	20
В доступной для населения местности	15
На участке пересечения ЛЭП с автомобильными дорогами 1-5 категории	10
На территории населённых мест вне зоны жилой застройки	5
На территории жилой застройки	1
Внутри жилых помещений	0,5

В рассматриваемом проекте ПС находится на территории населённых мест вне зоны жилой застройки с предельно допустимым уровнем напряжённости электрического поля 5 кВ/м.

На основе опыта эксплуатации ряда электрических объектов были произведены замеры фактических уровней E , кВ/м и H , А/м. Эти данные приведены в таблице 26

Таблица 26 – напряжённость магнитного и электрического поля.

Наименование объекта или параметры	Напряжённость электрического поля E , кВ/м	Напряжённость магнитного поля H , А/м
ВЛ 110 кВ	0,1-3	0,1-20

ВЛ 6-35 кВ	0,01-0,5	0,1-2
Шинный мост 6 кВ	1	40-100

Из данной таблицы можно сделать вывод, что установленное электротехническое оборудование на ПС имеет уровень напряжённости 0,1-3 кВ/м, следовательно, удовлетворяют условиям из таблицы 25

9.2.4 Обоснование решений по очистке сточных вод и утилизации обезвреженных элементов, по предотвращению аварийных сбросов сточных вод

При эксплуатации ПС вода для технических нужд не требуется. Для передачи и трансформации электрической энергии на ПС потребление водных ресурсов не требуется. Оборудование на ПС в любых режимах работы не является источником загрязняющих сбросов. Следовательно, сброс загрязнённых стоков, проведение работ в прибрежных защитных полосах и акватории водных объектов не предусмотрены.

9.2.5 Мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов

В соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 если при реконструкции объектов образуются отходы, то ИП и ЮЛ обязаны складировать отходы в местах, обустроенных в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

При эксплуатации ПС вырабатываются промышленные отходы и твёрдые бытовые отходы, которые складировются в специальных контейнерах, обеспечивающие исключение загрязнения окружающей среды, и вывозиться для утилизации.

Годовая норма образования трансформаторного масла вычисляется из суммы:

- расход масла на промывку;
- восполнение потерь при замене и регенерации масла

Капитальный ремонт СТ проводится один раз в 8-10 лет.

9.2.6 Программа производственного экологического контроля за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объектов, а также при авариях

Производственный контроль в области охраны окружающей среды осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности, рациональному использованию и восстановлению ресурсов природы, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством в области охраны окружающей среды [16].

К объектам ПЭК при проведении работ на подстанции, относятся:

- источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- источники образования отходов производства потребления;
- объекты размещения отходов производства и потребления (площадки временного хранения);
- места временного складирования материалов и оборудования;
- почвы и природные воды, загрязненные по вине субъекта хозяйственной и иной деятельности.

К основным задачам производственного контроля при проведении строительно-монтажных работ относятся:

- постоянный контроль над технологией производства работ;
- минимизация воздействия на окружающую среду, заключающаяся в уменьшении объема и концентрации выброса токсичных веществ, в использовании только исправной техники;
- повышение эффективности использования сырьевых и энергетических ресурсов (сбережение, повторное использование и т. п.);
- организация и обеспечение деятельности по предупреждению экологических аварий и аварийных ситуаций

- организация складирования отходов в соответствии с требованиями природоохранного законодательства, поддержание площадки ПС и прилегающей к ней территории в надлежащем состоянии;

- организация и обеспечение деятельности в условиях экологических аварий, выяснение причин и разработка мероприятий по устранению негативных последствий аварий;

- ведение документации и предоставление информации по ней, предусмотренной государственной статистической отчетностью;

- экологическое информирование и образование персонала.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Основными ЧС на ПС являются взрывопожарная и пожарная опасность.

Поэтому пожарная безопасность является основной на ПС

9.3.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность обеспечивается:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности.

Предотвращение пожара достигается исключением горючей среды и исключением условий образования источников зажигания. На территории

В ПС это реализуется следующими способами:

- применение негорючих веществ и материалов;
- установка пожароопасного оборудования на открытой площадке;
- применение электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной зоны;
- устройство молниезащиты сооружений и оборудования, а также заземление;
- установкой системы РЗА, обеспечивающей обесточивание оборудования при нарушениях режима работы и внутренних повреждениях.

Противопожарная защита объекта достигается:

- применением объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;
- устройством систем обнаружения пожара (пожарной сигнализации), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре.
- устройством эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре;
- применение средств индивидуальной защиты;
- устройством аварийного слива пожароопасных жидкостей;
- применением первичных средств пожаротушения.

Для недопущения распространения пожара и растекания масла при аварии проектируемой трансформаторной ПС проектом предусматривается устройство маслоприемника, маслоотводов с подключением к маслосборнику объемом 50 м³ заглубленному в землю, рассчитанного для приема 100 % масла и 20 % расчетного расхода воды из гидрантов в течение 30 мин. Маслосборник оборудуется сигнализацией с выводом сигнала на пульт управления о наличии воды.

9.3.2 Сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности

В соответствии с приложением 12 СТО 34.01-27.1-001-2014 пожароопасная зона, где установлены СТ, относится к классу П - III. В соответствии с СТО 34.01-27.1-001-2014, силовые трансформаторы относятся к установкам, в технологическом процессе которых участвует горючая жидкость, (трансформаторное масло), их можно отнести к категории ВН по пожарной опасности.

По степени пожарной опасности, блочно-модульные здания КРУ 6 кВ и ОПУ относятся к категории Д. Категория зданий и помещений установлена по информации завода-разработчика и изготовителя зданий КРУ 6 кВ и ОПУ, у которого имеется сертификат соответствия в области пожарной безопасности по проектируемым блочно-модульным зданиям.

9.3.3 Особенности тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением

При тушении пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением, необходимо соблюдать следующие условия[14]:

- не допускается приближение пожарных к токоведущим частям электроустановок на расстоянии согласно таблице 45;

- маршруты движения на боевые позиции должны согласовываться с дежурным персоналом ПС и конкретно указывается каждому пожарному при инструктаже;

- пожарные и водители пожарных автомобилей, обеспечивающие подачу огнетушащих веществ, должны работать в электрозащитных средствах;

- подачу веществ огнетушащих необходимо производить после заземления ручных пожарных стволов и насосов пожарных автомобилей;

- тушение пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением, ручными средствами при видимости менее 5 м и применении пожарных стволов с диаметром spryska 13 мм запрещается;

- перестановка сил и средств, изменение боевых позиций должны выполняться после согласования со старшим должностным лицом из числа ИТР подстанции.

Личный состав подразделений ГПС должен не реже одного раза в год проходить инструктаж и участвовать в противопожарных тренировках на специальных полигонах для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на электроустановках, находящихся под напряжением [14]. Боевые позиции пожарных, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических занятий, а затем заносятся в карточки пожаротушения.

Наиболее частыми причинами пожаров, возникающих при эксплуатации электроустановок, являются: КЗ в электропроводах и электрическом оборудовании, перегрузки электропроводов и электрооборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения ВКР при решении задач по реконструкции ПС110/6 «Многовершинная» в Хабаровском крае николаевского района был собран и систематизирован весь необходимый материал. Были рассчитаны токи КЗ, выбрано и проверено оборудование, проверена схема заземления, разработана схема молниезащиты всей территории ПС. Так же были рассчитаны на базе микропроцессорной защиты уставки. Был произведён расчёт капиталовложения, издержки, себестоимость передачи электроэнергии, простой срок окупаемости.

В результате проделанной работы была разработана оптимальная схема ПС для обеспечения необходимой мощности, требуемой для бесперебойной работы Горнодобывающей промышленности и п. Многовершинный. Срок окупаемости составил 1,09 лет. Таким образом поставленные задачи были решены в полном объеме.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие: рек. Мин. обр. РФ/ А. А. Герасименко , В. Т. Федин.–Ростов н/Д: Феникс; Красноярск : Издат. проекты, 2008. -719 с.

2 Козлов, А.Н. Графическая часть курсовых и дипломных проектов: учебно-методическое пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 102 с.

3 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 167 с.

4 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.

5 Отчет о научно-исследовательской работе по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы / И.Н.Баширов, С.А.Портянков – М.: АО «Научно-технический центр Единой Энергетической Системы (Московское отделение)», 2017. – 492 с.

6 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н (в редакции приказа Минтруда России 19.02.2016 №74н)

7 Правила устройства электроустановок 7-е изд. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 10.05.2019. режим доступа: <http://ukrelektrik.com>. 10.05.2019г.

8 СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах». — Введ. 2017-01- 01. — М.: Изд-во стандартов, 2017. — 48 с.

9 СО 153-34.20.122-2006 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35- 750 кВ».

10 СП 51.13330.2011 «Защита от шума». — Введ. 2011-05-20. — М.: Изд-во стандартов, 2011. — 40 с.

11 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, ПАО «ФСК ЕЭС».

12 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС».

13 СТО 56947007-29.240.01.221-2016 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений, ПАО «ФСК ЕЭС».

14 СТО 34.01-27.1-001-2014 «Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети» Общие технические требования».

15 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей: справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

16 Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№7-ФЗ от 10.01.2002). — Введ. 2002-01-10. — М.: Изд-во стандартов, 2002. — 120 с.

17 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии./Под ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.(гл. ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. - М.: МЭИ, 2004. – 964 с.

18 Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст]: учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 6-е изд., стер. - М.: [б. и.], 2009Академия. - 448 с.

19 Хабаровский край Николаевский район – климат [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 17.05.2020. – Режим доступа: <http://www.pogodaiklimat.ru/monitor.php?id=31369/> дата обращения 01.05.2020г.