

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  
«07» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции Уландочка напряжением 220/10 кВ  
Амурской области

Исполнитель  
студент группы 642-об1

  
10.06.2020  
подпись, дата

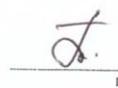
А.А. Маркин

Руководитель  
доцент

  
16.06.2020  
подпись, дата

А.Г. Ротачева

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

  
22.06.2020  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
06.07.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

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

Н.В. Савина

« 24 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Маркина Александра Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Уландочка  
Напряжением 220/110 кВ Амурской области

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС,  
перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района размещения. 2. Основные технические решения. 3. Выбор оборудования. 4. Релейная защита и автоматика. 5. Молниезащита и заземление. 6. Безопасность и экологичность. 7. Организационно экономическая часть. Заключение.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема ПС. 2. Общий план ПС. 3. Разрез КРУ. 4. Молниезащита ПС. 5. Заземление ПС. 6. Релейная защита  
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 23.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г., доцент.

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

Задание принял к исполнению (дата): 23.03.2020 г.

Маркин  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 107 с., 11 рисунков, 29 таблиц, 31 источник, 2 приложения.

ЗАХОДЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕГАЗ, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

В бакалаврской работе были рассмотрены и разработаны варианты реконструкции ПС 220 кВ Уландочка. Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано и проверено необходимое оборудование, спроектирована однолинейная схема. Выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты трансформатора и ошиновки 220 кВ на базе терминалов «ЭКРА». Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитаны параметры маслоприемника силового трансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района	9
1.1 Географическая характеристика района	9
1.2 Климатическая характеристика района	9
1.3 Геологическая характеристика района	11
2 Основные технические решения	12
2.1 Расчет электрических нагрузок	12
2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов	14
2.3 Разработка однолинейной схемы	15
3 Выбор оборудования	19
3.1 Описание программного комплекса для расчета ТКЗ	19
3.2 Результаты расчета ТКЗ	20
3.3 Расчет рабочих токов присоединений	22
3.4 Выбор выключателей	24
3.5 Выбор разъединителей	26
3.6 Выбор трансформаторов тока	27
3.7 Выбор трансформаторов напряжения	31
3.8 Выбор ограничителей перенапряжения	34
3.9 Выбор ошиновки 220 кВ	38
3.10 Выбор ошиновки 10 кВ	39
3.11 Выбор трансформаторов собственных нужд	40
3.12 Выбор аккумуляторных батарей	41
3.13 Выбор высокочастотных заградителей	44
4 Релейная защита и автоматика	48
4.1 Краткая характеристика защищаемых элементов	48
4.2 Выбор устройств защиты	50
4.3 Расчет уставок выбранных защит	55

5 Молниезащита и заземление	62
5.1 Анализ компоновки подстанции	62
5.2 Характеристика заземляющего устройства	62
5.3 Расчет заземляющего устройства	64
5.4. Расчет молниезащиты	65
6 Безопасность и экологичность	68
6.1 Охрана труда на ПС	69
6.2 Экологичность	74
6.3 Пожарная безопасность	85
7 Организационно – экономическая часть	93
7.1 Капиталовложения в реализацию проекта	93
7.2 Расчёт эксплуатационных издержек	96
7.3 Стоимостная оценка результатов	98
Заключение	102
Библиографический список	105

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день вопрос обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителя встает наиболее остро. В особенности это касается отдаленных районов, где рост объемов производства и, как следствие, потребления электрической энергии опережает возможности электросетевых и эксплуатирующих организаций и энергокомпаний.

В выпускной квалификационной работе будет рассмотрена ПС 220 кВ Уландочка. На сегодняшний день схема ПС выполнена однострансформаторной по типу «блок трансформатор – линия», что, безусловно, с учетом перспективного развития района и ростов объемов потребления недостаточно для обеспечения надежности электроснабжения потребителей.

ПС 220 кВ Уландочка на данный момент – отпаечная подстанция от ВЛ 220 кВ Новокиевка - Февральская. Планируемая максимально включенная мощность потребления составляет 21 ВМт по I категории надежности.

Тема– «Реконструкция ПС Уландочка». Таким образом, целью работы является реконструкция существующего оборудования на ПС 220 кВ Уландочка.

Развитие электроэнергетических систем влечет за собой массовый рост электрических нагрузок, что не может не приводить к необходимости реконструкций объектов электроэнергетики. Данный факт объясняет актуальность работы. Реконструкция ПС 220 кВ Уландочка вызвана необходимостью обеспечить надежное электроснабжение существующего и, в перспективе подключаемого, потребителя.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- 1 изучить варианты реконструкции подстанции;
- 2 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на реконструируемом объекте;
- 3 спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;

- 4 выполнить технико-экономическую оценку объемов реконструкции;
- 5 произвести проверку оборудования
- 6 рассчитать уровни токов короткого замыкания для проверки оборудования в части выбранного объема реконструкции;
- 7 спроектировать современные комплексы РЗА для реконструируемой подстанции;
- 8 произвести качественную оценку заземляющего устройства ПС, рассчитать параметры заземляющего устройства;
- 9 произвести качественную оценку молниезащиты ПС, рассчитать параметры систем молниезащиты;
- 10 выполнить оценку уровня пожарной безопасности подстанции, рассмотреть вопросы экологичности и охраны труда на объекте.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Географическая характеристика района

В административном отношении реконструируемый объект располагается на территории Мазановского района Амурской области [6].

Реконструируемая ПС расположена в черте Зейско-Буреинской равнины. Речные протоки образованы протекающими реками: Зeya, Бурea, Амур. Таким образом образовано плоско-холмистое плато. Заболоченных местностей относительно немного.

Глубина промерзания грунта достигает 2-4 метров.

## 1.2 Климатическая характеристика района

Климатические данные для расчёта определены по картам климатического районирования и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанции. Данные сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические данные

Климатические условия	Расчётные величины	Дополнительные условия
1	2	3
Район по гололёду 25 летней повторяемости	III	
Нормативная стенка гололёда	20 мм	
Район по ветру 25 летней повторяемости	III	
Нормативное ветровое давление	650 Па	32 м/с
Годовое количество осадков	575 мм	
Низшая температура воздуха	-45°C	
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха	-38°C	
Расчётная температура воздуха наиболее холодной пятидневки	-34°C -36°C	Обесп. - 0,92 Обесп. - 0,98
Среднегодовая температура воздуха	0 °C	
Высшая температура воздуха	+41°C	
Число грозочасов в год	49	Максим. - 69

1	2	3
Высота снежного покрова: максимальная средняя	33 см 17 см	
Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/с	от 10 до 30%	
Степень загрязнения атмосферы	II	
Температура гололёдообразования	-10°C	
Преобладающее направление ветра	СЗ	
Расчётная температура самых холодных суток	-37°C -38°C	Обесп. - 0,92 Обесп. - 0,98
Продолжительность отопительного периода	212 суток	
Вес снегового покрова	80 кг/м <sup>2</sup>	I район
Средняя температура отопительного периода	-11,5°C	
Сейсмичность района	7 баллов	Группа В
Среднегодовая скорость ветра	2,6 м/с	
Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период	+32,1°C	
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности	0,4 м	
Среднегодовая скорость ветра	2 м/с	

### 1.3 Характеристика существующего оборудования

На данный момент ПС 220 кВ Уландочка – отпаечная. Отпайка выполнена от ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская. Схема подстанции представляет собой однотрансформаторную, выполненную по схеме 1-блок (линия-трансформатор). Трансформатор марки ТДН-20000/220.

Следует отметить, что блочные схемы применяются на стороне ВН типовых, в основном потребительских ПС или ответвительных ПС до 500 кВ включительно. Это упрощенные, экономичные схемы ПС территориально недалеко расположенных от питающих ПС или проходящих ВЛ. Схема 1-блок (линия-трансформатор) с разъединителем применяется на напряжении 35...220 кВ при питании линией [10], не имеющей ответвлений, одного трансформатора и наличием надежной линии связи для передачи сигналов

релейной защиты [10]. Схема ЗН-блок (линия-трансформатор) с выключателем применяется на напряжении до 500 кВ включительно при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько ПС. Схема может быть дополнена другим параллельно установленным выключателем [10]. РУ по схемам 1 и ЗН могут развиваться за счет установки, при необходимости, другого аналогичного блока без перемены на ВН. Такое решение рекомендуется применять при ограниченной площади застройки [10]. Применение однострановых ПС допускается при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей [10].

Можно сделать вывод, что схема не обеспечивает должного уровня надежности электроснабжения и требует проведения реконструкции в части установки еще одного силового трансформатора и реконструкции, таким образом, схемы распределительного устройства. Схема сети на текущий момент показана на рисунке 1.

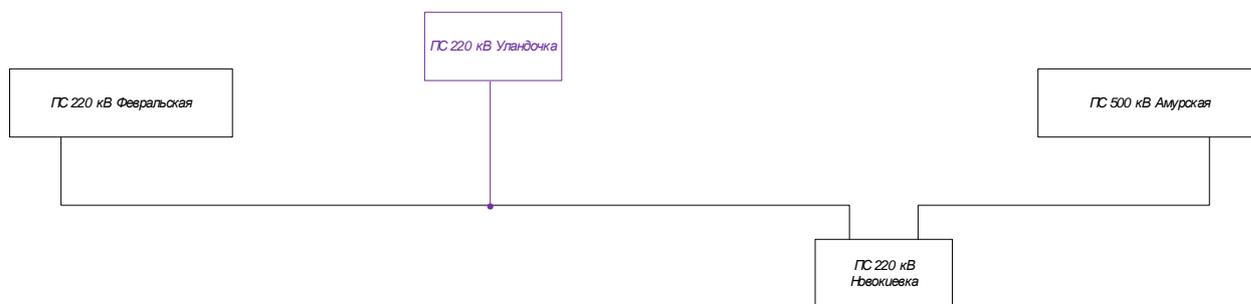


Рисунок 1 – Граф-схема реконструируемой сети

## 2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Процесс анализа нагрузок – один из этапов планирования и проектирования электрической сети. Для грамотного осуществления балансовых расчетов, выбора силового оборудования и т.д. требуется произвести количественный анализ потребления реконструируемой ПС.

Прогнозирование нагрузки является важным фактором при проектировании и реконструкции объектов электроэнергетики. От правильности прогноза зависят показатели экономичности, надежность энергоснабжения, правильность выбора оборудования и т.д. Данные по фактическим значениям потребления получают в периоды контрольных замеров. Контрольный замер производят в самый короткий зимний и самый длинный зимний дни. Для определения прогнозируемых параметров потребления ПС 220 кВ Уландочка, примем значения, заявленные потребителем на стадии проектирования.

Максимальные мощности, потребляемые ПС 220 кВ Уландочка, приняты по результатам замеров, произведенным в вечерний пик зимнего максимума за 16 декабря 2019 года.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий [9]. По данным контрольных замеров примем максимальное значение активной мощности на ПС 220 кВ Уландочка – 20 МВт.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления [9]:

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (1)$$

где  $K_{max}$  - коэффициент максимума (1,2).

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

где  $tg\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки (0,56).

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} = \frac{21}{1,2} = 17,5 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi = 17,5 \cdot 0,56 = 9,8 \text{ Мвар}$$

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg\varphi = 21 \cdot 0,56 = 11,76 \text{ Мвар}$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку,треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} + tg\phi_{норм}) \quad (3)$$

где  $tg\phi_{норм}$  – предельный коэффициент мощности, определенный Приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»;

$P_{cp}$  – средняя мощность, МВт.

$$Q_{ку,треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} - tg\phi_{норм}) = 17,5 \cdot (0,56 - 0,4) = 2,8 \text{ Мвар}$$

Нескомпенсированная мощность на шинах ГПП:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}} \quad (4)$$

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}} = 11,76 - 2,8 = 8,96 \text{ Мвар}$$

Расчетная нагрузка на шинах ВН ГПП, с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2} \quad (5)$$

где  $\Delta P_m$ ,  $\Delta Q_m$  – потери мощности в трансформаторах ГПП, МВт, Мвар.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2} = \sqrt{(21 + 0,42)^2 + (8,96 + 1,176)^2} = 23,69 \text{ МВА}$$

## 2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов – один из важных этапов реконструкции. Силовой трансформатор необходимо выбирать по результатам оценки коэффициента загрузки. Количество силовых трансформаторов определяется категорийностью потребления. В соответствии с исходными данными потребление ПС 220 кВ Уландочка в основном I категории надежности. Выполним расчет нагрузки силового трансформатора:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (6)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;  
 $P_{\text{ср}}$ ,  $Q_{\text{ср}}$  – мощности, приведенные к низкой стороне силового трансформатора.

$$S_{\text{тр}} = \frac{23,69}{2 \cdot 0,7} = 16,92 \text{ МВА}$$

В первом приближении выберем силовой трансформатор ТДН-25000/220 УХЛ1. Напряжение обмоток: высокого напряжения – 230 кВ, низкого напряжения – 11 кВ. Трансформатор снабжен устройством РПН. Система охлаждения – Д (принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла). Выполним проверку по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{тр}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (5)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{16,92}{2 \cdot 25} = 0,34$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (6)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{16,92}{25} = 0,68$$

На данный момент на ПС 220 кВ Уландочка установлен 1 силовой трансформатор мощностью 20 МВА. Проверим по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{\text{тек}} = \frac{16,92}{20} = 0,846$$

Таким образом, делаем вывод о первом этапе реконструкции – необходимости замены одного силового трансформатора 20 МВА на два силовых трансформатора ТДН-25000/220 для обеспечения большей надежности электроснабжения и снижения уровня загрузки с одного силового трансформатора.

### **2.3 Разработка однолинейной схемы**

При реконструкции ПС 220 кВ Уландочка для увеличения уровня надежности электроснабжения следует рассмотреть также реконструкцию распределительных устройств. На данный момент ПС 220 кВ Уландочка отпаечная, выполненная по схеме «блок линия – трансформатор». Следует рассмотреть схему «заход – выход». ПС 220 кВ Уландочка – отпайка от ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская. Длина существующей ВЛ составляет 180,5 км. Длина отпайки – 7 км. Следует отметить, что при выводе в ремонт ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская с отпайкой на ПС 220 кВ Уландочка, а также при аварийном отключении данной ЛЭП, происходит полное погашение подстанции. Во время плановых переключений приходится задействовать дизельгенератор, обеспечивающий лишь минимальные потребности в электроснабжении, кроме того, обеспечивающий низкий уровень надежности и качества электроэнергии. На стороне высокого напряжения рассмотрим к установке схему «четыреугольник» [10]. Схемы четырехугольника применяются в РУ напряжением 110...750 кВ для 2-х трансформаторных ПС, питаемых по 2 ВЛ. В этих схемах каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. В то же время эти схемы очень экономичны [10].

Схема «четыреугольника» используется на проходных подстанциях с двухсторонним питанием по двум линиям. Данная схема требует четыре ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии), занимает минимальные отчуждаемые площади. Схема «четыре-

угольника» относится к кольцевому виду схем – выключатели соединяются между собой образуя кольцо [10].

Одним из недостатков схемы является глухое присоединение силовых трансформаторов к шинам 220 кВ, однако при необходимости вывода в ремонт силового трансформатора, можно отключить два выключателя секции, обесточив ее, оставив в работе транзит через другие два выключателя. Далее отключают трансформаторный разъединитель, выводят в ремонт силовой трансформатор и вновь подают напряжение на обесточенную секцию шин.

Схема четырёхугольника применима, в основном, в распределительных устройствах 500 кВ, при этом остается наиболее надежным вариантом для сетей 220 кВ ответственных потребителей.

Схема, принятая для распределительного устройства 220 кВ представлена на рисунке 2.

На стороне 10 кВ принята наиболее простая и наглядная схема – рабочая система шин, секционированная выключателем.

Схема рассчитана на множество присоединений, отключение в ремонт линии происходит посредством отключения выключателя линии.

Секционирование производится посредством секционного выключателя. В нормальном режиме секционный выключатель отключен.

При отключении ввода 10 кВ посредством автоматики включается секционный выключатель, и питание потребителей обесточенной ранее секции шин продолжается от оставшегося в работе силового трансформатора.

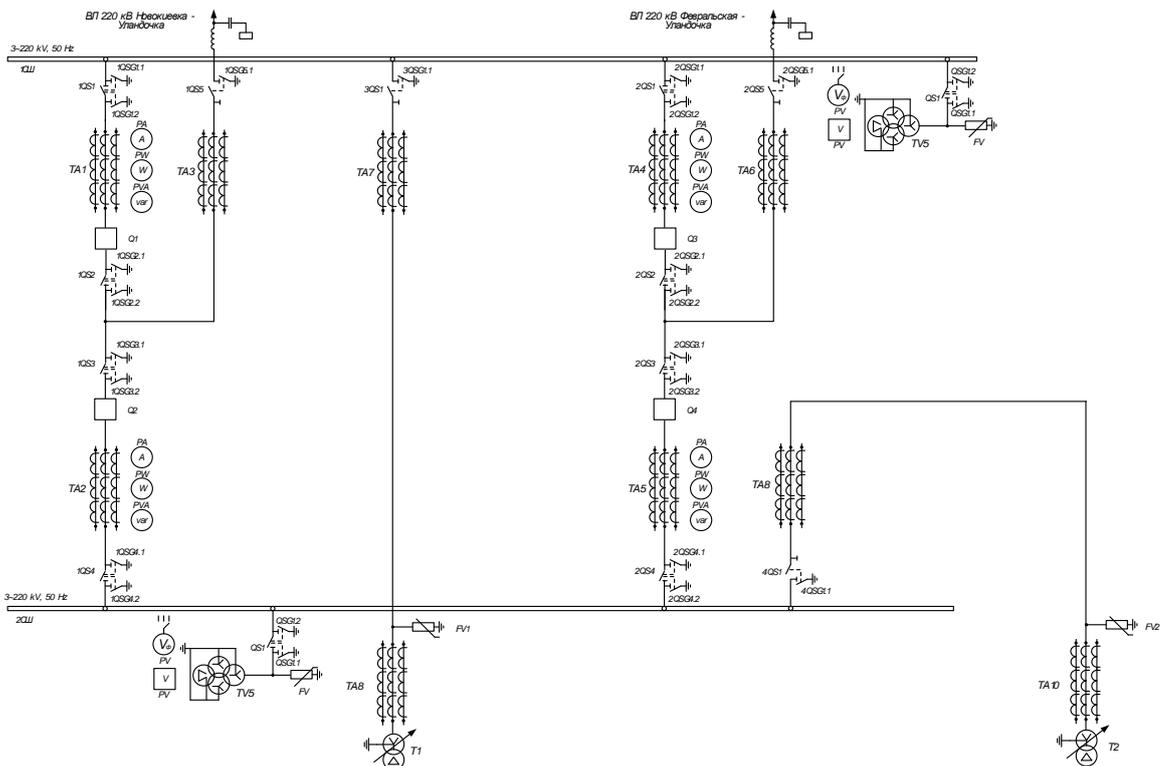


Рисунок 2 – Четырёхугольник

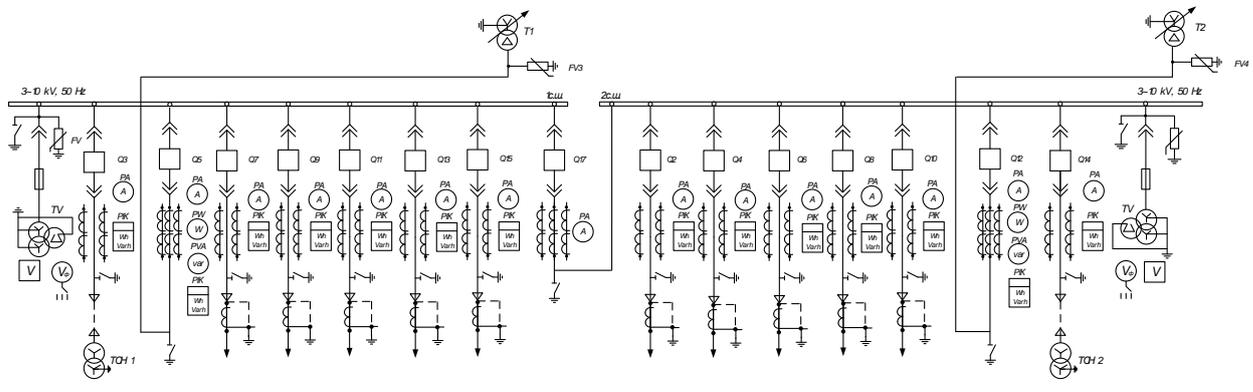


Рисунок 3 – Одна рабочая, секционированная выключателем система шин

### 3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Расчет токов КЗ необходим для корректного выбора и проверки оборудования. Расчет будем вести в именованных единицах. Учтем, также, работу АВР на стороне НН. Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему замещения. Схема замещения представлена на рисунке 4.

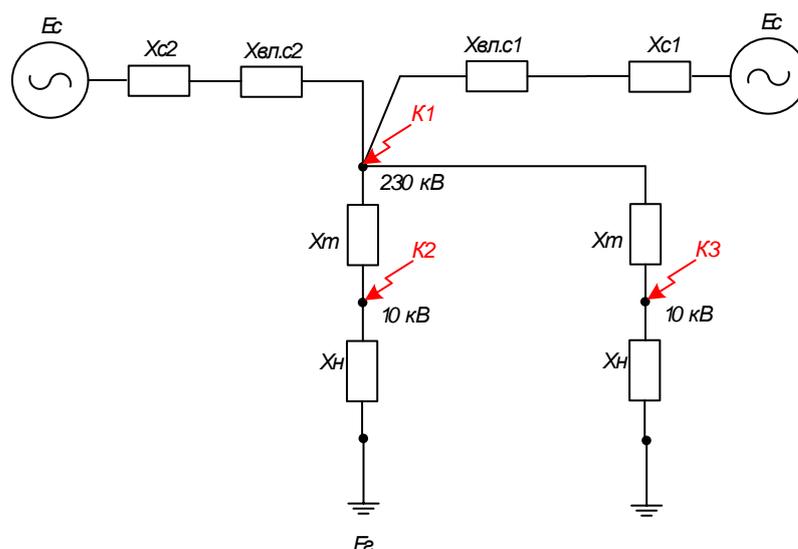


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

– сопротивление системы, Ом:

$$X_c = \frac{U_{ном}^2}{S_c}, \quad (7)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение системы, кВ;

$S_c$  – мощность системы, МВА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L_{вл}, \quad (8)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$  – протяженность ЛЭП, км.

Сопротивление трансформатора, Ом:

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (9)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{к\%}$  – напряжение КЗ, %.

Сопротивление нагрузки в установившемся режиме, Ом:

$$X_z = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.нагр}} \quad (10)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение нагрузки, кВ;

$S_{ном}$  – полная мощность нагрузки, МВА;

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности.

$$X_{c1} = \frac{U_{ном}^2}{S_c} = \frac{230^2}{5000} = 10,58 \text{ Ом}$$

$$X_{вл.c1} = x_0 \cdot L_{вл} = 0,4 \cdot 91 = 36,4 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = \frac{U_{ном}^2}{S_c} = \frac{230^2}{8500} = 6,224 \text{ Ом}$$

$$X_{вл.c2} = x_0 \cdot L_{вл} = 0,4 \cdot 104 = 41,6 \text{ Ом}$$

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{25} = 243,34 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1. На рисунке 5 показана схема замещения прямой последовательности для расчета КЗ в точке К-1.

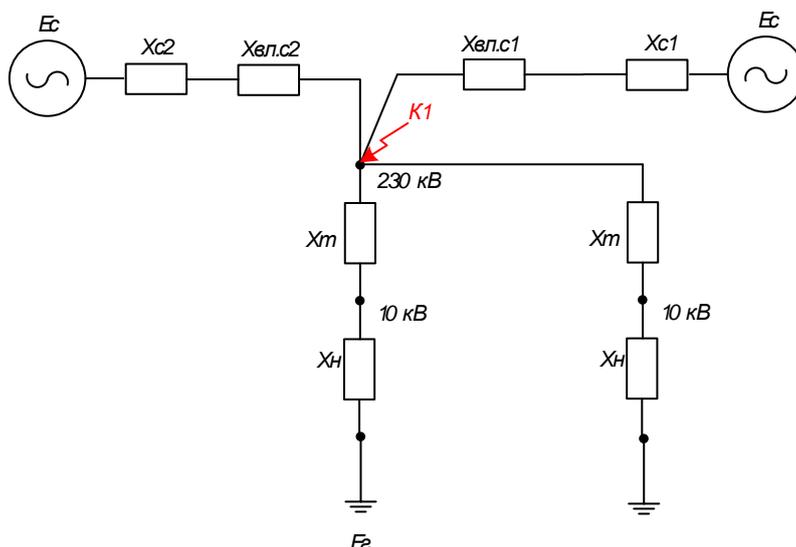


Рисунок 5 – Преобразованная схема замещения прямой последовательности

Свернем ветви с системой и линиями путем последовательно – параллельного преобразования:

$$X1 = \frac{(X_{c1} + X_{вл.с1}) \cdot (X_{c2} + X_{вл.с2})}{X_{c1} + X_{вл.с1} + X_{c2} + X_{вл.с2}} = \frac{(10,58 + 36,4) \cdot (6,224 + 41,6)}{10,58 + 36,4 + 6,224 + 41,6} = 23,7 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 6.

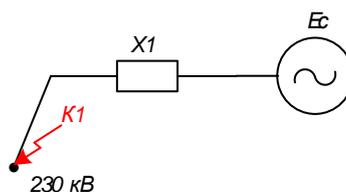


Рисунок 6 – Конечная схема замещения прямой последовательности

Далее рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ, кА:

$$I_{1.n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{сумм}} \quad (11)$$

где  $E_{ном}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$X_{\text{сумм}}$  – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ,  
Ом.

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ, кА:

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot I_{1,n}$$

Рассчитываем ударный ток КЗ, кА:

$$I_{1,y0} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1,n}$$

Покажем расчет тока трёхфазного КЗ для точки К1.

$$I_{1,n} = \frac{E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{сумм}}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 23,7} = 5,603 \text{ кА}$$

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot I_{1,n} = \sqrt{2} \cdot 5,603 = 7,924 \text{ кА}$$

$$I_{1,y0} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1,n} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,603 = 14,105 \text{ кА}$$

Остальные значения токов и подробный расчет других видов КЗ приведен в приложении В. Результаты расчета токов КЗ сведем в таблицу 2.

### 3.2 Расчет несимметричного КЗ

Среди несимметричных токов КЗ, расчетным для производства выбора оборудования является однофазное КЗ. В данном случае в точке К1, так как только в сети 220 кВ нейтрели трансформаторов заземлены наглухо. Если в ходе расчета окажется, что ток однофазного КЗ выше тока трёхфазного, то первый и станет расчетным для выбора оборудования.

Параметры схемы замещения нулевой последовательности рассчитаны в приложении В. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 7.

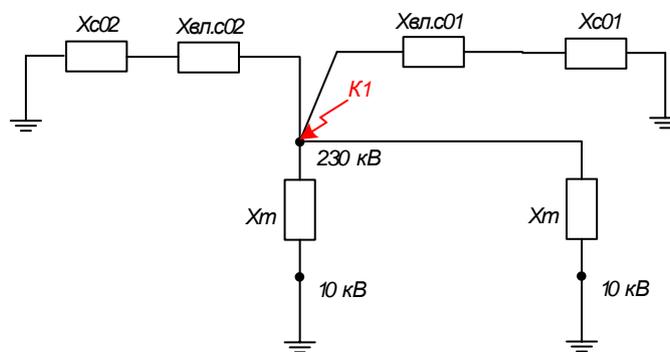


Рисунок 7 – Схема замещения нулевой последовательности

Аналогично методу, указанному выше приводим схему к виду, представленному на рисунке 8.

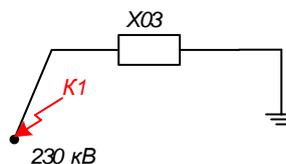


Рисунок 8 – Итоговая схема замещения нулевой последовательности

$$X_{03} = 44,023 \text{ Ом}$$

$$I_0 = \frac{3U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_{экв.л} + X_{экв.0})} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 23,7 + 44,023)} = 4,358 \text{ кА}$$

Расчет показал, что расчетным видом КЗ для точки К-1 будет трёхфазное КЗ. Таким образом, результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ (расчетный вид КЗ)	Величина периодической составляющей тока КЗ, кА	Величина аperiodической составляющей тока КЗ, кА	Величина ударного тока КЗ, кА
К1 (трёхфазное)	5,603	7,924	14,105
К2 (трёхфазное)	10,397	14,704	26,8
К3 (трёхфазное)	10,397	14,704	26,8

### 3.3 Расчет рабочих токов присоединений

Выполним расчет максимальных рабочих токов по присоединениям.

Токи через выключатели на стороне 220 кВ:

$$I_{1,2}^{220} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} \quad (12)$$

$$I_{1,2}^{220} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 91,8 \text{ A}$$

Токи через выключатели на стороне 10 кВ:

$$I_{3,4}^{10} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (13)$$

$$I_{3,4}^{10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1255 \text{ A}$$

$$I_6^{10} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}} \quad (14)$$

$$I_6^{10} = \frac{8,56}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 49,5 \text{ А}$$

Таблица 7 – Результаты расчета максимальных рабочих токов

Элемент	I <sub>макс.раб</sub> , А
1	2
Выключатели на стороне 220 кВ	91,8
Выключатели на вводах силового трансформатора 10 кВ	1255
Выключатели на отходящих фидерах 10 кВ	49,5

### 3.4 Выбор выключателей

Помимо проверки выключателя по номинальным току и напряжению, необходимо произвести проверку на термостойкость. Термическая стойкость выключателя определяет продолжительность его работы в режиме КЗ:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (15)$$

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

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Данную проверку проводят для периода действия тока КЗ. Время действия тока КЗ принимаем равным времени работы последних ступеней релейной защиты. В курсовом проекте примем их равными 3 с.

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св}, \quad (16)$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св} = 3 + 0,06 = 3,06 \text{ с}$$

где  $t_{рз}$  - выдержка времени ступеней защит, обеспечивающих дальнейшее ре-

зервирование.

$$B_{к.ВН} = 5,45^2 \cdot (3,06 + 0,02) = 98 \text{ кА}^2\text{с}$$

Далее определяется возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (17)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{max p} = I_{1,2}^{220}, \quad (18)$$

$$I_{max p} = 91,8 \text{ А}$$

Принимаем к установке выключатель элегазовый колонковый ЗАР-245 FG. Выключатель рекомендован производителем Siemens для сетей переменного тока 220 кВ.

Основные технические характеристики устанавливаемого элегазового выключателя 220 кВ приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток, А	3150	91,8
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	5,6
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	7,7

1	2	3
Ток термической стойкости, кА	40	5,6
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	98
Ток динамической стойкости, кА	102	14,1

### 3.5 Выбор разъединителей

Выбор и проверка разъединителей проводится без учета отключаемого тока и мощности по номинальным значениям тока и напряжения, проверяется по электродинамической и термической стойкости.

Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток, А	3150	91,8
Ток термической стойкости, кА	40	5,6
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	98
Ток динамической стойкости, кА	102	14,1

### 3.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Рассмотрим пример выбора трансформаторов тока на линии 220 кВ. Сопротивление нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (19)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Пренебрегаем реактивной составляющей сопротивления нагрузки. Поэтому вместо  $Z_2$  будем руководствоваться величиной  $R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K \quad (20)$$

Основные потребители трансформаторов тока – измерительные приборы. Расчетная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформатор 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линия 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
1	2	3	4	5	6
Варметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	10	ION - 8600	3,5	3,5	3,5

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
Ввод 10 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			18,1	18,1	18,1

Для обеспечения нормативного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (21)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (22)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (23)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводников;

$r_{2 \text{ ном}} = 20 \text{ Ом}$  – нормированное сопротивление нагрузки измерительных цепей трансформатора тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$  – эквивалентное сопротивление приборов.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (24)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{18,1}{5^2} = 0,72 \text{ Ом},$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{пр}} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (25)$$

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

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

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2$$

В измерительных цепях принимаем КВВГнг 5х2,5, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (26)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot (150 + 50)}{2,5} = 1,4 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 1,4 + 0,05 = 2,75 \text{ Ом.}$$

Принимаем к установке трансформатор тока Siemens IOSK-245. Технические характеристики представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки во вводах РУ и в ветвях «четырёхугольника», А	300-600-1200	91,8
для установки в ячейке силового трансформатора, А	100-200-400 300-600-1200	91,8
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	5,6
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	14,1
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	50	18,1

### 3.7 Выбор трансформаторов напряжения

При определении вторичной нагрузки трансформатора напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (27)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность нагрузки трансформатора напряжения;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка измерительных приборов, присоединенных к цепям трансформатора напряжения.

Нагрузка вторичных обмоток ТН представлена в таблице 13.

Таблица 14 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	4	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	30
Итого на СШ 220			80 (tg f=0,75)

Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	10	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14
Итого на СШ 10			48 (tgφ=0,75)

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (28)$$

$$S_{p.ВН} = \sqrt{80^2 + (80 \cdot 0,75)^2} = 100 \text{ ВА}$$

$$S_{p.НН} = \sqrt{48^2 + (48 \cdot 0,75)^2} = 60 \text{ ВА}$$

Принимаем к установке трансформаторы напряжения Siemens TEMP-245. Трансформатор напряжения TEMP – элегазовый, антирезонансный.

Технические характеристики выбранных трансформаторов напряжения приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	220
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220/√3	-
Предельная мощность ТН, ВА	2500	100

### 3.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Наибольшее рабочее напряжение сети:

– для сети с эффективно заземленной нейтралью:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (29)$$

$$U_{нрс}^{220} = 1,15 \cdot 220 = 252 \text{ кВ} ,$$

– для сети с изолированной нейтралью:

$$U_{нрс}^{10} = 12 \text{ кВ}.$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (30)$$

$$U_{нро}^{220} = \frac{252}{\sqrt{3}} = 145,7 \text{ кВ},$$

$$U_{нро}^{10} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,93 \text{ кВ}$$

с принятым запасом 2...5 %:

$$U_{нро}^{220} = 1,05 \cdot 145,7 = 153 \text{ кВ}$$

$$U_{нро}^{10} = 1,05 \cdot 6,93 = 7,28 \text{ кВ}$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4):

$$U_{нро}^{220} = 1,4 \cdot 153 = 214,2 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях для напряжения 220 кВ составляет 563 кВ; для напряжения 10 кВ – 38,4 кВ.

Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях зависит от определенного ранее параметра определяется по следующей формуле:

$$U_{ост.к} = \frac{U_{кн}}{1,2} \quad (31)$$

где  $U_{ост.к}$  - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \quad (32)$$

где  $U_{исн50}$  - одноминутное испытательное напряжение (при  $U_{ном}=220$  кВ - 325 кВ; для  $U_{ном}=10$  кВ – 35 кВ);

$k_u$  - коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  - коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{ки}^{220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558 \text{ кВ} ,$$

$$U_{оск.к}^{220} = \frac{558}{1,2} = 465 \text{ кВ} ,$$

$$U_{ки}^{10} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,13 \text{ кВ} ,$$

$$U_{оск.к}^{10} = \frac{60,13}{1,2} = 50,1 \text{ кВ} .$$

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{об} = 1,2 \cdot I_{но} \quad (33)$$

$$I_{об}^{220} = 1,2 \cdot 5,603 = 6,72 \text{ кА}$$

$$I_{об}^{10} = 1,2 \cdot 10,397 = 12,48 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} \quad (34)$$

где  $L_{ут.обор}$  - длина утечки оборудования.

$$L_{ут.обор} = \lambda_3 \cdot U_{пр} \quad (35)$$

где  $\lambda_3$  - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{ут.обор}^{220} = 2,8 \cdot 145,7 = 408 \text{ см} ,$$

$$L_{ym}^{220} = 1,2 \cdot 408 = 489 \text{ см},$$

$$L_{ym.обор}^{10} = 2,8 \cdot 6,93 = 19,4 \text{ см},$$

$$L_{ym}^{220} = 1,2 \cdot 20 = 23,3 \text{ см}.$$

К установке принимаем ограничитель перенапряжений нелинейный с полимерной изоляцией в климатическом исполнении УХЛ1, а именно: ОПН-220-153-10 УХЛ1.

Технические параметры ОПН на стороне ВН силового трансформатора приведён в таблице 17.

На обмотку НН силового трансформатора принимаем к установке ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной изоляцией ОПН-10-7,2-10 УХЛ1.

Технические характеристики ОПН на стороне 10 кВ трансформатора приведён в таблице 15.

Таблица 15 - Характеристики ОПН на стороне 220 кВ

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	220	220
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	153	176
Временное допустимое повышение напряжения, кВ	214	230
Длительность повышения напряжения, с	4	10
Номинальное напряжения ОПН, кВ	214	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	563	570
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	465	465
Ток взрывобезопасности, кА	6,54	65
Длина пути утечки оборудования, см	489	528

Таблица 16 - Характеристики ОПН на стороне 10 кВ

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	10	10
Номинальный разрядный ток, кА	10	10

Продолжение таблицы 16

1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	7,2	12
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	38,4	45
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	50	50
Ток взрывобезопасности, кА	12,5	25
Длина пути утечки оборудования, см	23,3	40

### 3.9 Выбор ошиновки 220 кВ

На стороне 220 кВ присутствуют элементы жесткой ошиновки. Выполним проверку жестких элементов шинных конструкций.

Технические расчетные данные для выбора жесткой ошиновки 220 кВ приведены в таблице 19.

Допустимое прочностное напряжение в материале для шин из алюминия:

$$\sigma_{\max}^{Al} = 11.4 \text{ МПа} . \quad (36)$$

Допустимая механическая нагрузка на изоляционные конструкции для данного материала:

$$F_{\max}^{Al} = 227 \text{ Н} \quad (37)$$

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{\text{тер. min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}} \quad (38)$$

где  $C_{тер}$  - термический коэффициент (для Al шин при  $90^{\circ} - 81 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$ ).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{150}}{81} = 15,1 \text{ мм}^2$$

Таблица 17 – Условия выбора жесткой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	91,8	1770
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	5,6	20
Сквозной ток (наибольший пик), кА	14,1	50
Допустимое напряжение в материале шин, МПа	11,4	247
Допустимая механическая нагрузка на изоляторы, Н	227	4800
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	15,1	2903

Помимо жесткой ошиновки, на стороне 220 кВ присутствуют элементы гибкой ошиновки, выполняющие функции спусков к оборудованию и соединяющие конструкции порталов.

Технические параметры гибкой ошиновки на стороне ВН приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	91,8	710
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	15,1	300

### 3.10 Выбор ошиновки 10 кВ

На стороне низкого напряжения основной объем шинных конструкций представляет собой жесткие шины в составе КРУ 10 кВ.

Длительно-допустимый ток ошиновки составляет 1200 А, что удовлетворяет максимальному рабочему току силового трансформатора с запасом.

Технические параметры гибкой ошиновки 10 кВ в составе ячеек КРУ приведены в таблице 21.

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (39)$$

где  $C_{тер}$  - термический коэффициент (для Al шин при  $200^{\circ} - 90 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$ ).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{1627}}{90} = 44,8 \text{ мм}^2$$

Таблица 19 – Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	1255	2000
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	10,4	25
Сквозной ток (наибольший пик), кА	26,8	64
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	44,8	2x600

Далее произведем выбор и проверку механических конструкций. Их роль выполняют изоляторы.

В большинстве своем расчет изоляторов сводится к их механической оценке. Кроме того перед проверкой на механику, необходимо выбрать изолятор по классу напряжения.

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}.$$

Проверяем опорные изоляторы ИО-10-3,75 ( $F_{разр} = 3,75 \text{ кН}$ ).

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

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

Сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (40)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{26800^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 1,27 \text{ кН}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (41)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 950 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

Таким образом, ИО-10-3,75 удовлетворяет условию механической прочности. Выбранный изолятор может быть принят к установке.

Далее проверим проходной изолятор ИП-10-3,75 ( $F_{разр} = 3,75 \text{ кН}$ ).

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

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

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{26800^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,63 \text{ кН}.$$

Проверка:

$$F_{расч} = 480 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

Таким образом, ИП-10-3,75 удовлетворяет механической прочности. Выбранный изолятор может быть принят к установке.

На стороне 220 кВ принимаем к установке изоляторы опорные изоляторы ОСК-220-10.

### **3.11 Выбор трансформаторов собственных нужд**

Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд производится аналогично силовым трансформаторам.

Основные потребители трансформаторов собственных нужд:

- охлаждение силовых трансформаторов;
- обогрев;
- отопление;
- освещение;
- бытовые розетки;

- обогрев и освещение ОРУ;
- питание насосной станции;
- и т.д.

При выборе учитывается нагрузка всех потребителей.

Состав потребителей трансформаторов собственных нужд представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Нагрузка	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,65	10	6,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	0,8	7	5,6
Отопление и освещение ОПУ	0,8	30	24
Отопление и освещение ДП	0,8	30	24
Освещение ОРУ	1	10	-
Итого		97	60,1

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (42)$$

$$S_{рас} = \sqrt{97^2 + 60,1^2} \cdot 0,8 = 91 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 100/10-У1

### 3.12 Выбор аккумуляторных батарей

Применение постоянного оперативного тока, требующее установки аккумуляторных батарей, увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные затраты, вызывает необходимость сооружения разветвлённой сети постоянного тока.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях с высшим напряжением 35 – 220 кВ без выключателей ВН. На подстанциях с оператив-

ным постоянным током переменный оперативный ток применяется на панелях щитов с.н., а также компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе с.н. 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

Выпрямленный оперативный ток применяется на подстанциях 220 кВ с одним-двумя выключателями ВН и на подстанциях 35 кВ с выключателями ВН. На ТЭС и АЭС выпрямленный ток применяется для управления автоматическими выключателями вводов 0,4 кВ РУ с.н., удалённых от главного корпуса, для блокировки разъединителей, технологической сигнализации на блочных, групповых и резервных ЩУ.

На реконструируемой подстанции необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала, систем регулирования турбогенераторов).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

Наибольшее применение на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово – кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и коробчатыми отрицательными пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе. В качестве электролита применяется обычный раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°С. При приготовлении электролита используется концентриро-

ванная, отвечающая специальным требованиям серная кислота и дистиллированная вода.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (43)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108,$$

в режиме номинального напряжения:

$$n = \frac{220}{1,75} = 126.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (44)$$

$$n_{доб} = 126 - 108 = 18.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (45)$$

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

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{97}{18} = 5,7.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.  $N = 6$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-6.

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

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

$$I_{Tmax} = 54 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 6 = 276 \text{ А}$$

Следовательно, необходимо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{276}{45} = 6,13.$$

Окончательно принимаем СК-8. В качестве зарядно-подзарядного устройства проверим стандартное ВАЗП, параметры которого будут проверены далее.

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} \text{ А}. \quad (47)$$

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{54}{8} = 6,75$$

Выбор параметров ВАЗП:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_p \quad (48)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 8 + 6,75 = 8 \text{ А}.$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 \quad (49)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 108 = 238 \text{ В}$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_p,$$

$$I_3 = 5 \cdot 8 + 6,75 = 47 \text{ А А.}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (50)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 126 = 347 \text{ В}$$

Принимаем к установке стандартное ЗПУ ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2. Выпрямительные агрегаты типа ВАЗП предназначены для зарядки аккумуляторных батарей, параллельной работы с аккумуляторными батареями на нагрузку и формовки отдельных аккумуляторов. Как регулируемый источник постоянного напряжения, выпрямители ВАЗП применяются на атомных станциях, на электростанциях всех категорий, на предприятиях телеграфно-телефонной связи. Они нашли так же применение в автотранспортных хозяйствах, промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, где применяются кислотные аккумуляторные батареи, требующие постоянной подзарядки.

### **3.13 Выбор аппаратуры телемеханики и связи**

Для работы каналов связи устройств релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики, отдельных их функций необходимо спроектировать высокочастотные каналы связи.

Проектирование канальной аппаратуры представляет собой процесс, не предусмотренный данным проектом, однако будет выбран основной аппарат для осуществления связи.

Высокочастотные заградители необходимы для обеспечения высокочастотной связи между объектами. Они устанавливаются методом врезки в линейные провода ЛЭП в качестве высокочастотной обработки линий с целью ослабления действия высоковольтного оборудования подстанций и ответвлений ЛЭП на тракты каналов связи диспетчерского и технологического управления, выполняют функции заграждающего фильтра для частот высокого уровня.

Высокочастотные заградители выпускаются с воздушным охлаждением. Они состоят из соединенных параллельно элемента управления и силового реактора. Сами заградители устанавливаются на фундаменты или подвешиваются на линейный портал.

Примем для проверки высокочастотный заградитель ВЗ-200-0,5У1. Параметры проверки аналогичны параметрам проверки силовых выключателей.

Технические параметры для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	200	91,8
Ток термической стойкости, кА	40	5,6
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	2500	98
Ток динамической стойкости, кА	40	14,1

### 3.14 Выбор комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение

КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

В ВКР рационально принять КРУ серии КРУ СЭЩ-63 с выключателями ВВУ – 10 – на большие отключаемые токи К.З. КРУ СЭЩ-63 имеет:

росоустойчивую фарфоровую изоляцию;

высоковольтные коммутационные аппараты, расположенные на выкатных частях;

высокочувствительную дуговую защиту;

автоматическое управление электроподогревом внутри КРУ при низких температурах и высокой влажности.

КРУ рассчитаны на применение всех типов высоковольтных выключателей данного напряжения: масляного, вакуумного и элегазового. Выкатные части с высоковольтным выключателем унифицированы. Работоспособность КРУ проверена при землетрясении до 9 баллов. Срок службы – 30 лет.

Наличие различных исполнений шкафов КРУ по главным электрическим цепям даёт возможность изготавливать РУ как с кабельными, так и с воздушными выводами.

КРУ безопасны в работе:

имеется надёжная блокировка от неправильных действий обслуживающего персонала;

смотровые окна обеспечивают наблюдение за оборудованием под напряжением;

при помещении выкатной части в ремонтное положение автоматически работающие шторки защищают обслуживающий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением;

предусмотрено заземление любого участка главных цепей КРУ с помощью стационарных установленных заземляющих разъединителей.

Технические параметры выключателей, трансформаторов тока и напряжения КРУ представлены в таблицах 22-24.

Таблица 22 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток, А	2000	1255
Номинальный ток включения/отключения, кА	30	10,4
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	17	14,7
Ток термической стойкости, кА	31,5	10,4
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	2400	547
Ток динамической стойкости, кА	81	26,76

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	27	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$10/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	1500	60

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки на отходящих линиях, А	150-300-600	49,5
для установки в ячейке силового трансформатора, А	1200-1500-3000	1255
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	10,4
Наибольший пик номинального кратковременного	81	26,8

выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)		
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	18,1	50

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 4.1 Краткая характеристика защищаемых элементов

В ходе работы будет рассмотрена релейная защита силового трансформатора. Будет произведен расчет параметров защищаемого оборудования. Технические параметры защищаемого трансформатора представлены в таблице 25

Таблица 25 – Технические данные силового трансформатора

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальная мощность, кВА	25000
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Группа соединения обмоток	Y <sub>n</sub> /D-11
Потери холостого хода, кВт	22
Потери короткого замыкания, кВт	125
Напряжение короткого замыкания, %	11
Ток холостого хода, %	0,3

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

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

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор

или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

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

1) отключать трансформатор (автотрансформатор) от всех источников питания при его повреждении;

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

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

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

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отклю-

чение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах (автотрансформаторах) могут устанавливаться и другие виды защиты.

#### **4.2 Выбор устройств защиты**

В качестве устройств РЗА для защиты силового трансформатора прием два одинаковых комплекта защит производителя НПП ЭКРА: БЭ 2704 045, устанавливаемых в типовой шкаф – ШЭ2607 045045.

В состав данного шкафа входит следующий основной набор защит:

- дифференциальная токовая защита;
- ТЗНП силового трансформатора;
- МТЗ стороны ВН с пуском по напряжению силового трансформатора;
- МТЗ стороны ВН силового трансформатора;
- МТЗ стороны НН с пуском по напряжению силового трансформатора;
- МТЗ стороны НН силового трансформатора;
- реле минимального напряжения стороны НН силового трансформатора.
- реле контроля междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- защита от перегрузки;
- защита от потери охлаждения;
- защита от дуговых замыканий стороны НН;
- логическая защита шин;
- логика газовой защиты силового трансформатора;
- логика газовой защиты РПН силового трансформатора;
- логика пуска пожаротушения;
- УРОВ выключателей высокого напряжения.

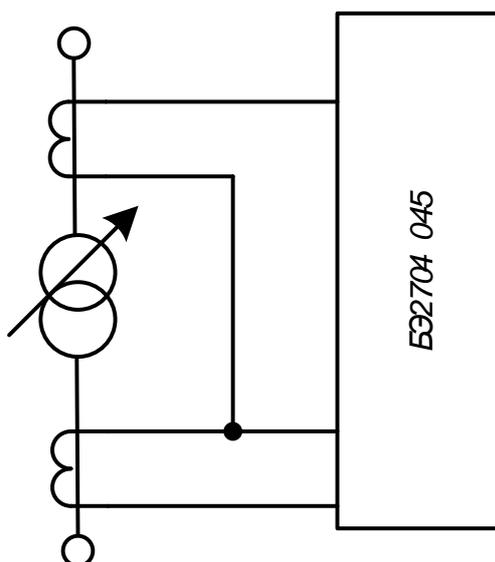


Рисунок 6 – Схема подключения БЭ2704 045 к измерительным цепям  
ТТ

Для защиты ошиновки 220 кВ принимаем устройства РЗА от производителя НПП ЭКРА в виде двух одинаковых комплектов БЭ2704 051, установленных в типовом шкафу ШЭ2704 051051.

Терминал БЭ2704 051 предназначен для защиты шин (ошиновки) с количеством присоединений до четырех. Подключение осуществляется к трансформаторам тока, установленным в цепях разилок выключателей четырехугольника.

В состав данного шкафа входит следующий основной набор защит:

- реле ДЗО;
- реле тока УРОВ;
- реле минимального напряжения;
- реле максимального напряжения;
- реле напряжения обратной последовательности;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- логика очувствления ДЗО;
- логика АПВ шин;
- логика запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска от УРОВ.

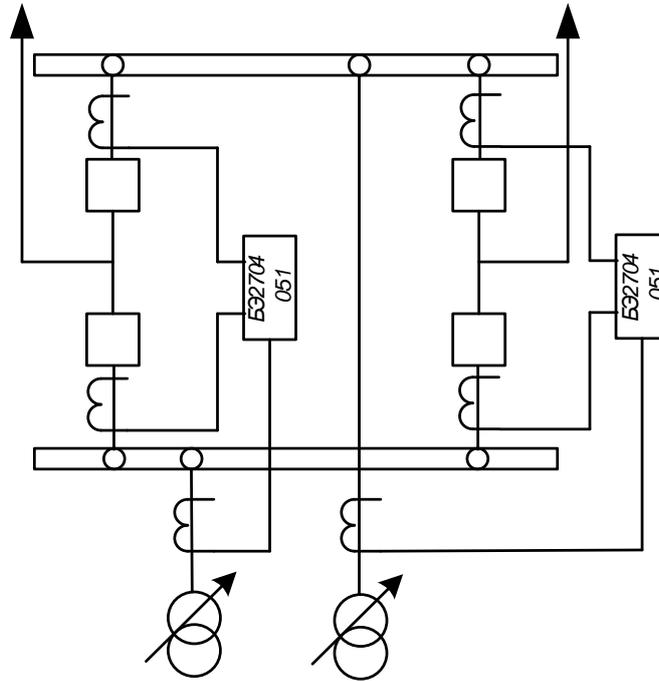


Рисунок 8 – Схема подключения БЭ2704 051 к измерительным цепям

ТТ

### 4.3 Расчет уставок выбранных защит

Покажем расчет уставок ДЗТ. Остальной расчет представлен в приложении А.

Первичные номинальные токи трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.т}} \quad (45)$$

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

$U_{ном.т}$  – номинальное напряжение соответствующей стороны, кВ.

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.т}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,755 \text{ A}$$

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.т}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312 \text{ A}$$

Коэффициенты трансформации ТТ:

$$k_{ТТ} = \frac{I_{перв}}{I_{втор}} \quad (46)$$

где  $I_{перв}$  – первичный ток, А;

$I_{втор}$  – вторичный ток, А.

$$k_{ТТ.ВН} = \frac{I_{перв}}{I_{втор}} = \frac{150}{5} = 30$$

$$k_{ТТ.НН} = \frac{I_{перв}}{I_{втор}} = \frac{1500}{5} = 300$$

Вторичные номинальные токи трансформатора:

$$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном}}{k_{ТТ}} \quad (47)$$

$$I_{ном.втор.ВН} = \frac{I_{ном}}{k_{ТТ}} = \frac{62,755}{30} = 2,1 \text{ А}$$

$$I_{ном.втор.НН} = \frac{I_{ном}}{k_{ТТ}} = \frac{1312}{300} = 4,4 \text{ А}$$

Определение начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I_{д.0} = k_{отс} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \xi + \Delta U_{рнн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{нпнн}) \quad (48)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,3);  
 $k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим (1,0);  
 $k_{одн}$  – коэффициент одностипности (1,0);  
 $\xi$  – погрешность ТТ (0,1);  
 $\Delta U_{рпн}$  – погрешность РПН (0,1);  
 $\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч (0,02);  
 $\Delta f_{птм}$  – относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора (0,05);

$$I_{д.0} = k_{отс} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \xi + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птм}) = 1,3 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02 + 0,05) = 0,351$$

Принимаем уставку 0,35.

Ток начала торможения ДЗТ для пускорезервных трансформаторов принимается равным 0,6, в остальных случаях – 1,0.

Ток торможения блокировки:

$$I_{т.блок} = k_{отс} \cdot k_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{ном.нагр}}{I_{баз.стор}} \cdot \frac{k_{сх}}{I_{ном.стор.ВН}} \quad (49)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,1);  
 $k_{пред.нагр}$  – коэффициент предельной нагрузки (1,5);  
 $I_{ном.нагр}$  – номинальный ток нагрузки, А;  
 $I_{баз.стор}$  – ток основной стороны (ВН), А;  
 $k_{сх}$  – коэффициент схемы (1).

$$I_{т.блок} = k_{отс} \cdot k_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{ном.нагр}}{I_{баз.стор}} \cdot \frac{k_{сх}}{I_{ном.стор.ВН}} = 1,1 \cdot 1,5 \cdot \frac{300}{150} \cdot \frac{1}{2,1} = 1,578$$

Принимаем уставку 1,5.

Определение коэффициента торможения.

$$K_m = \frac{k_{отс} \cdot I_{\partial} \cdot I_{\partial 0}}{I_m - I_{\partial 0}} \quad (50)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,1);

$I_{\partial}$  – дифференциальный ток, вызванный протеканием сквозного тока (расчет представлен в приложении А);

$I_m$  – тормозной ток, вызванный протеканием сквозного тока (расчет представлен в приложении А);

$$K_m = \frac{k_{отс} \cdot I_{\partial} \cdot I_{\partial 0}}{I_m - I_{\partial 0}} = \frac{1,1 \cdot 0,39 \cdot 0,35}{1,212 - 0,35} = 0,091$$

Принимаем уставку 0,1.

Уровень блокировки по 2 гармонике принимается равным 0,1.

Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки.

$$I_{Д} = k_{отс} \cdot I_{скв} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \xi + \Delta U_{рлн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{нттн}) \quad (51)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,5);

$I_{скв}$  – сквозной ток;

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим (3,0).

$$I_{Д} = k_{отс} \cdot I_{скв} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \xi + \Delta U_{рлн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{нттн}) = 1,5 \cdot 1,444 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1_{рлн} + 0,02 + 0,05) = 1,018$$

Принимаем уставку 1,0.

Таблица 26 – Результаты расчета уставок ДЗТ БЭ2704 045

Наименование	Уставка	
	Первичные	В терминале
1	2	3
Начальный ток срабатывания ДЗТ	52,5 А	0,35 о.е.
Ток начала торможения	150 А	1,0 о.е.
Ток торможения блокировки	225 А	1,5 о.е.
Коэффициент торможения	0,1 о.е.	
Уровень блокировки по 2 гармонике	15 А	0,1 о.е.
Ток срабатывания диф. отсечки	150 А	1,0 о.е.
Ток срабатывания МТЗ ВН	84 А	2,8 А
Ток срабатывания МТЗ НН	1740 А	5,8 А
Ток срабатывания ЗП	75 А	2,5 А

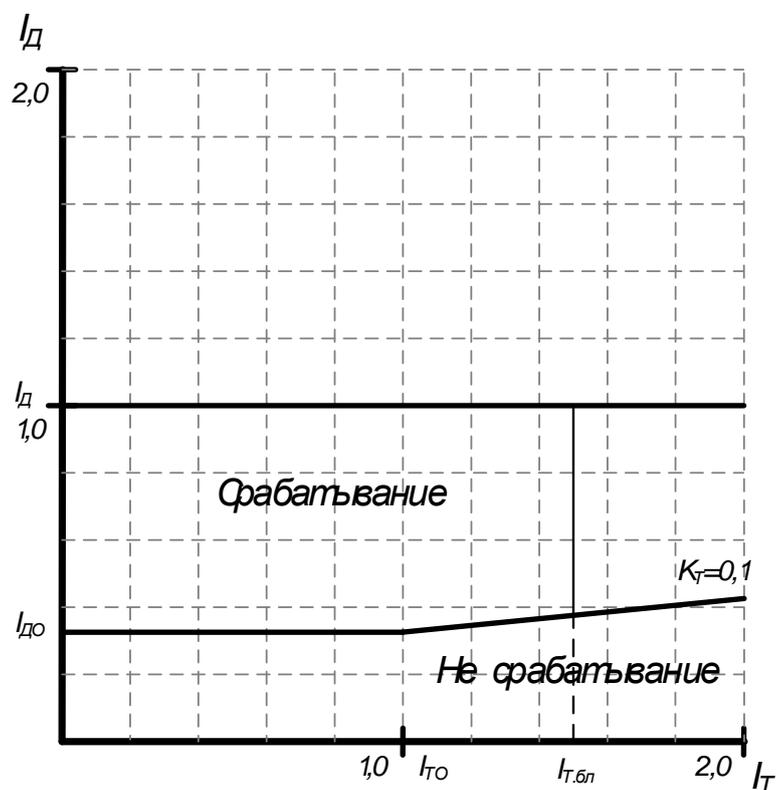


Рисунок 9 – Характеристика срабатывания ДЗТ

Выбор уставок ДЗО включает в себя определение значений параметров срабатывания реле, выдержек времени и положений программируемых накладок. Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты расчета

приведены в таблице 27. Характеристика срабатывания ДЗО представлена на рисунке 12.

Таблица 27 – Результаты расчета уставок ДЗО БЭ2704 051

Наименование	Уставка	
	Первичные	В терминале
1	2	3
Начальный ток срабатывания ДЗО	400 А	0,4 о.е.
Ток начала торможения	1000 А	1,0 о.е.
Коэффициент торможения	0,6 о.е.	
Ток срабатывания ДЗО при очувствлении	400 А	0,4 о.е.
Ток начала торможения при очувствлении	1000 А	1,0 о.е.
Уставка реле контроля исправности цепей переменного тока	36 А	0,15 А
Выдержка времени блокировки ДЗО при обрыве цепей тока	2,5 с	

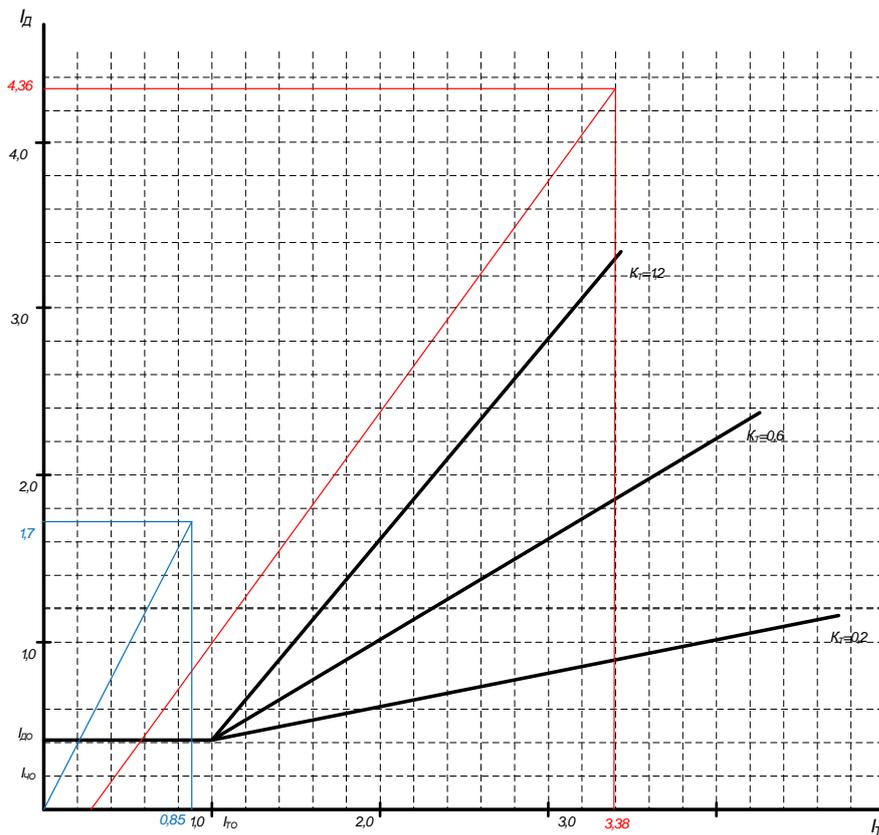


Рисунок 10 – Характеристика срабатывания ДЗО

## 5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Распределительные устройства электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе.

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы. ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и

их заземлителей до частей распределительного устройства.

### 5.1 Расчет заземляющего устройства [6]

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$  - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c \quad (52)$$

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right) \quad (53)$$

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right) = \left( \frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \left( \ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (54)$$

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0,7 + 5)}{0,02(4 \cdot 0,7 + 5)} = 30 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B} \quad (55)$$

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B} = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 132,4 \text{ м; } B = 89,2 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5)(B + 2 \cdot 1.5) \quad (56)$$

$$S = (A + 2 \cdot 1.5)(B + 2 \cdot 1.5) = (132,4 + 3)(89,2 + 3) = 12480 \text{ м}^2$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $a = 5$  м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_\Gamma = (A + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right) \text{ м;}$$

$$L_\Gamma = (132,4 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{89,2 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (89,2 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{132,4 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 4994 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (57)$$

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{12480}} = 22,3.$$

Принимаем  $m=23$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S}(m+1) = 2\sqrt{12480}(23+1) = 5363 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} = \frac{4\sqrt{12480}}{5} = 89.$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (58)$$

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) = 140 \left( \frac{0,15}{\sqrt{12480}} + \frac{1}{5363 + 89 \cdot 5} \right) = 0,212,$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

$A$  – коэффициент подобия, принимается по таблице [17] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,045, \text{ принимаем } A=0,15.$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к

оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}} \quad (59)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}} = \frac{6,5 \cdot 0,212}{6,5 + 0,212} = 0,205 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (60)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12480}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,909,$$

где  $I_m = 55 \text{ А}$  – среднестатистическое значение тока молнии

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стац}} \quad (61)$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стац}} = 1,909 \cdot 0,205 = 0,392 \text{ Ом.}$$

## 5.2 Расчет молниезащиты

Защита от ударов молнии в территорию реконструируемой ПС 220 кВ Уландочка выполнена согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h \leq 150$  м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и  $U > 500$  кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Размеры ОРУ ПС 220 кВ Уландочка: ширина – 89,2 м; длина – 132,4 м. Подробный расчет молниезащиты ОРУ 220 кВ приведен в приложении Б.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h_{молн.} \quad (62)$$

где  $h_{молн.}$  – высота молниеотвода, м.

Радиус защиты на уровне земли, м:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_{молн.}) \cdot h_{молн.} \quad (63)$$

Радиус защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта, м.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты, м:

$$h_{cx.i.j.}^{\wedge} = h_{эф.i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{молн.i}) \cdot (L_{i.j.} - h_{молн.i}) \quad (64)$$

$$h_{cx.i.j.}^{\wedge\wedge} = h_{эф.j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{молн.j}) \cdot (L_{i.j.} - h_{молн.j}) \quad (65)$$

$$h_{cx.i.j.} = \frac{h_{cx.i.j.}^{\wedge} + h_{cx.i.j.}^{\wedge\wedge}}{2} \quad (66)$$

В качестве примера покажем расчет для молниеотвода 1.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h_{\text{молн.}} = 0,85 \cdot 30,6 = 26,01 \text{ м}$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot h_{\text{молн.}}) \cdot h_{\text{молн.}} = (1,1 - 0,002 \cdot 30,6) \cdot 30,6 = 31,787 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 31,787 \cdot \left(1 - \frac{6,4}{26,01}\right) = 23,966 \text{ м}$$

$$\begin{aligned} h_{\text{cx.1.2.}}^{\text{`}} &= h_{\text{эф.i}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{\text{молн.i}}) \cdot (L_{i.j.} - h_{\text{молн.i}}) = \\ &= 26,01 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,6) \cdot (62,3 - 30,6) = 20,33 \text{ м} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_{\text{cx.1.2.}}^{\text{``}} &= h_{\text{эф.j}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{\text{молн.j}}) \cdot (L_{i.j.} - h_{\text{молн.j}}) = \\ &= 34,255 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 40,3) \cdot (62,3 - 40,3) = 30,249 \text{ м} \end{aligned}$$

$$h_{\text{cx.1.2.}} = \frac{h_{\text{cx.1.2.}}^{\text{`}} + h_{\text{cx.1.2.}}^{\text{``}}}{2} = \frac{20,33 + 30,249}{2} = 25,29 \text{ м}$$

## 6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Производственный процесс - сложная социально-техническая система. Опасность оборудования и технологических процессов, проявляющаяся на стадии эксплуатации, закладывается, главным образом, при их проектировании. Поэтому огромное значение имеет учет требований безопасности при разработке и осуществлении производственных процессов.

Производственные процессы должны быть пожаро- и взрывобезопасными, а также не должны загрязнять окружающую среду выбросами вредных веществ.

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и средств автоматики. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

В процессе труда на человека кратковременно или длительно воздействуют разнообразные неблагоприятные факторы (пыль, газы, пары, шум и др.), которые могут привести к заболеванию и потере трудоспособности. Условия и факторы, неблагоприятно влияющие на организм человека, можно разделить на три основных вида:

физические (температура, шум, вибрация и др.);

химические (*пыль*, газы, пар);

биологические (инфекционные заболевания).

ПС 220 кВ Уландочка – объект повышенной опасности в части высоких рисков поражения окружающих действием электрического тока. Помимо этого, электроподстанция является мощным источником шумового загрязнения окружающей среды. При этом, влияние ощущает именно персонал, обслуживающий электроустановку. На подстанции установлено 2 трансформа-

тора ТДН-25000/220; выключатели ЗАР1 FG-245, разъединители D FB4-245, измерительные трансформаторы тока IOSK 245 и напряжения TEMP 245. Вредное шумовое воздействие предотвращается изоляцией персонала в помещениях, комнатах для персонала или ОПУ.

Помимо шумовых загрязнений, особое влияние на окружающую среду оказывает маслonaполненное оборудование, которым является силовой трансформатор. Остальное оборудование элегазовое.

## **6.1 Безопасность**

Функционирование нефтеперерабатывающего завода связано с повышенными требованиями к обеспечению промышленной, пожарной безопасности производства, а также охране труда. Реализация организационно-технических мер, направленных на предотвращение аварийных ситуаций, сокращения масштабов последствий и обеспечения готовности к их локализации, позволяет ограничить уровень риска как для сотрудников подстанции, так и для населения в приемлемых границах.

Специалистами отдела промышленной безопасности проводится масштабная работа по приему в эксплуатацию вновь построенных объектов, их регистрация в государственном реестре и обязательное страхование гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте.

Для опасных производственных объектов I и II класса опасности в соответствии с требованиями нормативных документов разработаны декларации промышленной безопасности, прошедшие экспертизу промышленной безопасности и зарегистрированные в государственном реестре.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 116-ФЗ обеспечено своевременное проведение экспертиз промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений, проектной документации опасных производственных объектов.

Кроме того, специалистами отдела промышленной безопасности станции и подстанции осуществляется комплексное обследование опасных про-

изводственных объектов в соответствии с утвержденным графиком. Разработаны планы мероприятий локализации аварийных ситуаций, планы локализации аварийных разливов нефтепродуктов. На основании этих документов проводятся учения с персоналом завода.

На предприятии также применяются основные технические меры, обеспечивающие работу оборудования:

- взрывозащищенное исполнение оборудования;
- дублирование и резервирование оборудования, энергетического обеспечения и связи;
- оснащение производства системами контроля, автоматического и дистанционного управления и регулирования технологическими процессами, сигнализации и противоаварийной защиты;
- установка автоматических быстродействующих запорных и (или) отсекающих устройств.

Особо стоит отметить, что вопрос предотвращения аварийных ситуаций на предприятии начинается решаться на стадии выдачи технического задания на проектирование. Материалы при проектировании объектов строительства изначально закладываются в технических заданиях с более высокими характеристиками, чем допускаются нормами.

В результате такой политики предприятие получает проектные решения, которые максимально снижают риски возникновения аварийных ситуаций по техническим причинам.

Одной из важнейших составляющих безопасности на подстанции является оперативная блокировка разъединителей.

. Оперативная блокировка разъединителей с выключателями должна предотвращать:

- включение и отключение разъединителями активной и реактивной мощности, за исключением предусмотренных § 48.16 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» («Энергия», 1977) случаев

включения и отключения намагничивающего тока силовых трансформаторов и зарядного тока линий;

- включение и отключение разъединителями больших уравнивающих токов или включение на несинхронное напряжение.

Блокировка защитных заземлений должна предотвращать:

- включение заземляющих ножей на шины и участки присоединений, находящиеся под напряжением;

- включение разъединителей на участки шин и присоединений, заземленные включенными заземляющими ножами;

- подачу напряжения выключателем на заземленный участок шин.

Принципы выполнения оперативной блокировки разъединителей и заземляющих ножей соответствуют изложенным в Решении № Э-7/77 - ТБ-1/77 «О применении в электроустановках напряжением выше 1000 В стационарных заземляющих ножей и их блокировке». (СПО Союзтехэнерго) и заключается в следующем:

- а) для разъединителей и заземляющих ножей должна выполняться блокировка, включающая:

- оперирование разъединителем под нагрузкой (за исключением тех случаев, когда разъединитель шунтирован другой электрической цепью, ее содержащей сопротивления, например, шиносоединительным выключателем);

- включение заземляющего ножа на участке цепи, не отделенном разъединителями от участков, находящихся под напряжением;

- возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи; в соответствии с требованием «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций» («Энергия», 1972) заземления должны быть отделены видимым разрывом от токоведущих частей, находящихся под напряжением;

- возможность подачи напряжения выключателем на заземленный участок цепи. Это достигается тем, что от других участков цепей выключатель

отделяется с обеих сторон разъединителями, сблокированными с заземляющими ножами таким образом, что включение заземляющего ножа с одной стороны выключателя оказывается возможным только при отключенном разъединителе с другой стороны выключателя и, наоборот, включение разъединителя с одной стороны выключателя возможно при отключенном заземляющем ноже с другой стороны выключателя. Введение каких-либо блокировочных элементов в цепи включения выключателей для предотвращения их включения на заземленный участок цепи при этом не допускается;

б) для разъединителей с пофазным исполнением оперативная блокировка выполняется таким образом, что оперирование разъединителем любой фазы невозможно при включенных заземляющих ножах на любой другой фазе. Это условие необходимо, так как фазы связаны через обмотки трансформатора;

в) блокировка, исключающая возможность подачи на включенный заземляющий нож напряжения с противоположной стороны линии, не выполняется из-за ее сложности; достаточной является блокировка заземляющего ножа только с линейным разъединителем на данном конце линии;

г) для шинных разъединителей и заземляющих ножей сборных шин выполняется полная оперативная блокировка, запрещается включение заземляющего ножа сборных шин при включенном (хотя бы одном) шинном разъединителе и включение любого шинного разъединителя при включенном заземляющем ноже сборных шин;

д) в комплектных РУ СН 6 кВ выполняется оперативная блокировка, запрещающая включение заземляющего ножа сборных шин РУ СН 6 кВ при рабочем положении тележек выключателей в цепях вводов рабочего и резервного питания, тележек выключателей трансформаторов СН 6/0,38 кВ и линий 6 - 10 кВ с двусторонним питанием, а также вкатывание этих тележек в рабочие положения при включенном заземляющем ноже шин РУ СН 6 кВ.

К устройствам блокировки предъявляются следующие требования:

- блокировка должна быть полной, т.е. предусматривать блокирование всех неправильных операций, которые могут быть произведены разъединителями;

- устройства оперативной блокировки и блокировки заземляющих ножей должны осуществляться по общей схеме;

- блокировка должна быть надежна в эксплуатации.

Недопустимо, чтобы при различных неисправностях или исчезновении напряжения оперативного тока блокировка позволяла производить операции с разъединителями;

- приводы разъединителей должны запираются блок-замками только в крайних положениях «Включено» и «Отключено». В промежуточных положениях устройства блокировки должны препятствовать запертию приводов и выниманию ключа из замка;

- установка механических замков на приводах должна производиться на неподвижных деталях, чтобы не увеличивать инерцию подвижных частей механизма;

- при наличии устройств механической блокировки приводы выключателей (за исключением шиносоединительных) должны запираются блок-замком только в отключенном положении, чтобы выключатели не могли быть включены ни дистанционно, ни вручную. Приводы шиносоединительных выключателей должны запираются в двух положениях: «Включено» и «Отключено». При устройстве электромагнитной и электромеханической блокировок установки замков на приводах выключателей не требуется;

- установка механических замков на приводах выключателей (за исключением шиносоединительных) должна выполняться так, чтобы при включенном выключателе невозможно было вынуть ключ из замка;

- необходимо также выполнить указанную блокировку так, чтобы не вызвать отключения выключателей при попытке вынуть ключ из замка;

- блокировка не должна без надобности усложнять или замедлять операции с разъединителями, что особенно важно при большом количестве при-

соединений. Блокировочная аппаратура должна быть доступна для осмотра при наличии напряжения на блокируемом оборудовании;

- блокировка не должна препятствовать включению и отключению выключателя при разобранной схеме (отключенных разъединителях присоединения). Однако блокировка должна исключать возможность подачи напряжения на заземленные участки присоединений включением выключателя.

Наиболее широкое применение получили следующие блокировки: механическая непосредственного действия, электромагнитная и механическая замковая (электромеханическая).

Механическая блокировка непосредственного действия имеет ограниченное применение: для простых схем, а чаще как дополнительное средство при наличии других основных видов блокировок.

Электромагнитная блокировка пригодна для любых схем первичных цепей, проста в эксплуатации.

Механическая замковая и электромеханическая блокировки, основанные на одном и том же принципе, применяются в распределительных устройствах с простыми первичными схемами и небольшим количеством присоединений.

Остальные системы блокировок либо не получили широкого применения, либо в настоящее время заменены указанными выше.

Электромагнитная блокировка рекомендуется для распределительных устройств со сложными схемами первичных соединений независимо от напряжения при большом количестве присоединений (более 10). Достоинством этой системы являются ее универсальность (она применима для любой конструкции распределительного устройства и при любой схеме первичных соединений), простота операций (автоматичность действий КСА) при минимальной затрате времени.

## **6.2 Экологичность**

Устанавливаемые на подстанции элегазовые выключатели могут быть источниками загрязнений окружающей среды элегазом и продуктами разло-

жения элегаза. По степени воздействия на организм человека элегаз относится к четвертому классу опасности. Для элегаза величина ОБУВ составляет 20 мг/м<sup>3</sup>. Эта величина не связана с токсичностью, а представляет собой общий установленный предел для всех нетоксичных, безвредных газов, которые отсутствуют в атмосфере и являются относительно стабильными. Чистый элегаз (гексафторид серы – SF<sub>6</sub>) не имеет цвета, запаха и вкуса. Это пожаробезопасный и инертный при комнатной температуре газ. Чистый элегаз нетоксичен и биологически инертен. Элегаз примерно в 5 раз тяжелее воздуха и, будучи выпущенным в атмосферу в значительных количествах, имеет тенденцию к накоплению в низко расположенных зонах. По истечению промежутка времени, зависящего от величины потока воздуха, элегаз диффузирует в окружающую атмосферу. По окончании процесса диффузии смесь элегаза и воздуха вновь не разделяется.

Незначительное количества элегаза, способное вытечь в атмосферу, не нарушает целостность озонового слоя и оказывает пренебрежимо малое воздействие на парниковый эффект.

Элегаз может попасть в атмосферу в результате утечки или аварии (маловероятная разгерметизация). Оборудование, содержащее элегаз, спроектировано, произведено и испытано с целью минимизировать возможную утечку.

В нормальных эксплуатационных условиях потеря элегаза крайне мала. Допускаемая утечка элегаза нормируется величиной 1% в год от общей массы элегаза. Реально же достигается скорость утечки менее 0,1% в год. Для ограничения утечки элегаза, на случай аварии элементы элегазового-го оборудования разделены на герметичные, изолированные друг от друга полости.

Когда элегаз подвергается воздействию электрической дуги в дугогасительном устройстве, выделение тепла вызывает разложение газа на потенциально токсичные вещества в виде газа и белого (желтовато-коричневого) и серого порошка. Наиболее часто встречающиеся продукты разложения элегаза -SOF<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, HF, а также в совсем небольших количествах образуются

CF<sub>4</sub>, SF<sub>4</sub>, SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>- Продукты разложения элегаза могут вызвать раздражение кожи, глаз и слизистых оболочек дыхательного тракта. По степени воздействия на организм человека продукты разложения элегаза относятся ко второму и третьему классу, т.е. высокоопасным веществам.

Количество выделенных веществ зависит от интенсивности и длительности электрической дуги. Их концентрация внутри оборудования не имеет никакого значения для персонала, особенно при присутствии в выключателях адсорбентов.

Во влажном воздухе вредные продукты разложения приобретают характерный запах протухших яиц. Влажность и концентрация продуктов разложения элегаза внутри оборудования снижается за счет применения адсорбентов, таких как алюминий, каустическая сода и молекулярные фильтры. Для предотвращения попадания в воздух продуктов разложения элегаза, который образуется в выключателе при разрядных процессах, в выключателях установлены фильтры - поглотители. Они поглощают газообразные кислотные продукты очень эффективно и практически необратимо. К тому же общее количество элегаза, вступающее в необратимые реакции не превышает 3% от первоначальной массы элегаза и в значительной степени определяется количеством влаги в объеме элемента, которое в элементах ячеек контролируется.

Работы по подготовке к вскрытию элементов и ремонтные работы на элементах, загрязненных продуктами разложения элегаза производится после откачки элегаза из элементов.

Откачку элегаза из элемента, загрязненного продуктами разложения элегаза производится при помощи вакуумно-компрессорной установки, снабженной фильтрами-поглотителями и механическими фильтрами (на отсасывающей стороне) для поглощения газообразных и твердых продуктов разложения элегаза. Откачка загрязненного элегаза производится в запасной резервуар через герметическую емкость, заполненную нейтрализующим раствором CaOH, KOH, №2804. Удаление продуктов разложения адсорбентом в

раствор щелочей, таких как гидроксид кальция (известь) с образованием безопасных сульфата кальция или фторида кальция, более известных как гипс и плавиковый шпат.

Длительный опыт использования элегаза в коммутационном оборудовании продемонстрировал отсутствие проблем при его использовании, при условии соблюдения определенных процедур и элементарных мер предосторожности.

Элегаз и продукты его разложения не приносят вреда и не вызывают заболеваний при соблюдении правил техники безопасности при работе с элегазом. Работы по подготовке к вскрытию оборудования с элегазом должны производиться с применением индивидуальных средств защиты.

Далее рассмотрим маслonaполненное оборудование. В части основного источника загрязнения окружающей среды нефтепродуктами выступает силовой трансформатор. Произведем расчет маслоприемника силового трансформатора.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [8]:

– габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

– объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор (реактор).

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от

средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин;

– устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

– маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

Для проектируемой подстанции проведем расчет размеров маслоприемника для силового трансформатора ТДН-25000/220 УХЛ1. Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 28.

Таблица 28 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора ТДН-25000 УХЛ1

Полная масса трансформатора, т	Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
1	2	3	4	5
29,2	14,1	7,35	3,5	8,4

Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние  $\Delta$  от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [3].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta \quad (67)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (68)$$

где  $A$  и  $B$ -длина и ширина автотрансформатора соответственно;

$A'$  и  $B'$  -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 7,35 + 2 \cdot 1,5 = 10,35 \text{ м}$$

$$B' = 3,5 + 2 \cdot 1,5 = 6,5 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B' \quad (69)$$

$$S_{МП} = 10,35 \cdot 6,5 = 67,3 \text{ м}^2$$

Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (70)$$

где  $h_{Г}$  – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$  – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью

масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$  – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$  рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \quad (71)$$

где  $V_{ТМ}$  – объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}}, \quad (72)$$

где  $\rho_{ТМ}$  – плотность трансформаторного масла равная  $890 \frac{кг}{м^3}$ .

$$V_{ТМ} = \frac{14100}{890} = 15,8 \text{ м}^3$$

$$h_{ТМ} = \frac{15,8}{67,3} = 0,23 \text{ м}$$

$h_{H_2O}$  рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}} \quad (73)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (74)$$

где  $I=0,2$  л/с · м<sup>2</sup> – секундный расход воды,  $t=30$  мин=1800с;

$S_{БПТ}$  - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (75)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 8,4 \cdot (3,5 + 8,4) = 199,9 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (67,3 + 199,9) = 76,9 \text{ м}^3$$

$$h_{H_2O} = \frac{76,9}{67,3} = 1,1 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,23 + 1,1 = 1,63 \text{ м}$$

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость [33].

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к центра-

лизированной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло [8].

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Шумом принято называть всякий нежелательный для человека звук, мешающий восприятию полезных сигналов.

Основными источниками шума электрической и радиоэлектронной аппаратуры (РЭА) являются:

трансформаторное оборудование (силовые трансформаторы, трансформаторы цепей управления, трансформаторы тока, дроссели насыщения, сглаживающие и компенсирующие реакторы, индуктивные накопители и др.);

оборудование систем охлаждения (вентиляторы, насосы, электродвигатели и др.);

защитные оболочки.

Одной из главных причин возникновения шума трансформаторов является магнитострикция (изменение размеров пластин сердечников) под воздействием магнитного потока.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Для рассматриваемого трансформатора заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 25 МВА. Класс напряжения - 220 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, так как на подстанции постоянно находится оперативный и оперативно-ремонтные персонал.

По СН 2.2.4/2.1.8.562-96 табл. 3 определяем допустимый уровень звука:  $ДУ_{LA} = 45$  дБА. Данное значение взято для ночного времени суток ( $23^{00} - 7^{00}$ ), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По таблице 2 ССБТ ГОСТ 12.2.024-87 “Шум. Трансформаторы силовые масляные” в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора:  $L_{PA} = 87$  дБА.

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

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 87} = 90 \text{ дБА};$$

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

$$L_{\Sigma WA} = ДУ_{LA} + 10 \cdot \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (76)$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ .

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

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - \overset{\circ}{A}_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (77)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{90-45}{10}}}{6,28}} = 70,96 \text{ м.}$$

Расстояние от ПС до жилых домов составляет 75 м. Таким образом, получается, что защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

При эксплуатации электроэнергетических установок открытых распределительных устройств (ОРУ) и воздушных ЛЭП напряжением выше 110 кВ в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок возникает сильное электромагнитное поле, влияющее на здоровье людей.

ВЛ создают в окружающем пространстве электромагнитное поле, напряженность которого снижается по мере удаления от ВЛ. Прежде всего, электромагнитные поля воздействуют на живые организмы и человека, которые действуют на сердечно-сосудистую, центральную и нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

1 непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

2 воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

3 воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

Для эксплуатационного персонала РУ установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле. При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих

мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съемные экраны при ремонтных работах.

Источниками воздействия на окружающую среду при эксплуатации ВЛ являются: электрические провода, опоры, подстанции и открытые распределительные устройства.

Вредное воздействие на окружающую среду подстанции зависит от способа охлаждения трансформаторов, уровня помех радио-, телефонной и высокочастотной связи, строительно-планировочных решений. Напряженность электромагнитного поля вблизи оборудования ПС может значительно превысить её величину вблизи ВЛ. Кроме того на ПС существует множество заземлённых и изолированных объектов, прикосновение к которым может вызвать искровые разряды на теле человека.

### **6.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Известно, что любая деятельность потенциально опасна, а сами опасности носят постоянный характер.

Потенциальная опасность - это опасность скрытая, неопределенная во времени и пространстве. Реализуется потенциальная опасность через причины и в случае, если нежелательные последствия будут значительные, то это событие классифицируется как чрезвычайная ситуация.

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Согласно [16], чрезвычайные ситуации природного и техногенного характера подразделяются на:

а) чрезвычайную ситуацию локального характера, в результате которой территория, на которой сложилась чрезвычайная ситуация и нарушены условия жизнедеятельности людей (далее - зона чрезвычайной ситуации), не вы-

ходит за пределы территории объекта, при этом количество людей, погибших или получивших ущерб здоровью (далее - количество пострадавших), составляет не более 10 человек либо размер ущерба окружающей природной среде и материальных потерь (далее - размер материального ущерба) составляет не более 100 тыс. рублей;

б) чрезвычайную ситуацию муниципального характера, в результате которой зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного поселения или внутригородской территории города федерального значения, при этом количество пострадавших составляет не более 50 человек либо размер материального ущерба составляет не более 5 млн. рублей, а также данная чрезвычайная ситуация не может быть отнесена к чрезвычайной ситуации локального характера;

в) чрезвычайную ситуацию межмуниципального характера, в результате которой зона чрезвычайной ситуации затрагивает территорию двух и более поселений, внутригородских территорий города федерального значения или межселенную территорию, при этом количество пострадавших составляет не более 50 человек либо размер материального ущерба составляет не более 5 млн. рублей;

г) чрезвычайную ситуацию регионального характера, в результате которой зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного субъекта Российской Федерации, при этом количество пострадавших составляет свыше 50 человек, но не более 500 человек либо размер материального ущерба составляет свыше 5 млн. рублей, но не более 500 млн. рублей;

д) чрезвычайную ситуацию межрегионального характера, в результате которой зона чрезвычайной ситуации затрагивает территорию двух и более субъектов Российской Федерации, при этом количество пострадавших составляет свыше 50 человек, но не более 500 человек либо размер материального ущерба составляет свыше 5 млн. рублей, но не более 500 млн. рублей;

е) чрезвычайную ситуацию федерального характера, в результате которой количество пострадавших составляет свыше 500 человек либо размер материального ущерба составляет свыше 500 млн. рублей.

Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара на трансформаторных подстанциях, вводах и в электропроводке зданий и сооружений, что в свою очередь может привести к пожару кабельных линий, взрыву трансформаторов тока, разрушению масляных выключателей, разрушению опорных колонок распределителя и т.д.

Рассмотрим ниже порядок действий в случае возникновения пожара, а также средства и методы борьбы с ним. Порядок действий при возникновении пожара на энергообъекте:

- первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара самостоятельно, имеющимися средствами;

- старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара;

- после определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водопроводов;

- до прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта;

- старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара;

- отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении;

- пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара;

- работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения);

- недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением;

- во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Несмотря на активное применение элегазового пожаро- и взрывобезопасного оборудования, технологический процесс на подстанции сопровождается риском возникновения чрезвычайной ситуации, связанной с возгоранием масла и маслонаполненного оборудования.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием темпера-

туры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [27]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;

- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением средств пожаротушения;

- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

-применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

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

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ 220 кВ [27].

В связи с тем, что на ПС устанавливается элегазовое оборудование, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы:

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

К автомобилям, используемым при пожаротушении,

- относятся пожарные автоцистерны,
- насосно-рукавные автомобили,
- автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

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

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

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

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

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

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

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

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

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

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка

огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

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

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

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

## 7 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В объем реконструкции ПС 220 кВ Уландочка вошло силовое, первичное оборудование, устройства РЗА, система телемеханики и связи. Реконструирована также система молниезащиты и заземляющее устройство ПС.

Расчет капиталовложений выполним для систем РЗА. Для ПС 220 кВ Уландочка приняты к установке микропроцессорные терминалы производства фирмы «ЭКРА». Марки выбранных микропроцессорных терминалов, а также поставляемые комплектующие и ПО приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Марка терминала	Количество, шт	Цена за шт, руб.
1	2	3	4
ЭКРА	БЭ2704 045	2	690000
ЭКРА	БЭ2704 051	2	987000
ПО и документация	БЭ2704	2	93574

### 7.1 Капиталовложения в реализацию проекта

Капиталовложения - это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения, называют

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

1) собственных финансовых ресурсов: прибыли; амортизационных отчислений; финансовых средств инвесторов, полученных от продажи акций, паевых и иных взносов; денежных накоплений, полученных в виде возмещения потерь от аварий, стихийных бедствий и органов страхования и др.;

2) заемных средств: банковских кредитов; облигационных займов; коммерческих кредитов и др.;

3) привлеченных средств: финансовых средств, централизуемых союзами предприятий в установленном порядке; средств внебюджетных фондов; средств федерального бюджета; средств иностранных инвесторов.

Следует отметить, что обычно финансирование капитальных вложений осуществляется в основном за счет собственных средств, а суммарная величина собственного и привлеченного капитала не превышает 30% общего объема финансирования. Такое соотношение привлеченного и заемного капитала связано с тем, что при высокой доле заемных и привлеченных средств, особенно в случае банкротства предприятия, значительно повышается риск потери инвестором финансовых средств.

В технико-экономических расчетах с целью ориентировочной и быстрой оценки размера капитальных вложений часто пользуются укрупненными показателями и не учитывают некоторых статей расходов (например, налога на добавленную стоимость); не учитываются также элементы сети, суммарная стоимость которых значительно (в сотни раз) меньше стоимости основных элементов сети (таких как выключатели, трансформаторы, воздушные линии, кабельные линии, подстанции и т.д.).

УСП электрических сетей предназначены для: технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантных решений выбора схем электрических сетей («схемное» проектирование); оценки эффективности разработки инвестиционных проектов и бизнес-планов; оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого строительства. Капитальные вложения состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (67)$$

где  $K_{\text{обр}}$  - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{\text{СМР}}$  - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$  - прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$  - коэффициент инфляции.

Таблица 29 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
Открытые и закрытые электрических подстанции напряжением 110-750 кВ	100	51	37	12

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

$$K_{\text{об}} = (690000 \cdot 2 + 987000 \cdot 2 + 93574) \cdot 3,8 = 3987574 \text{ руб.}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{\text{об}}}{0,51} = \frac{3987574}{0,51} = 7818772 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{\text{СТР}} = 0,37K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 7818772 = 2892945 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{\text{пр}} = 0,12K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 7818772 = 938252 \text{ руб.}$$

## 7.2 Расчёт эксплуатационных издержек

*Эксплуатационные издержки* - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И = И_{\text{рЭ}} + И_{\text{ам}} \quad (68)$$

*Амортизация* - постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации - накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Экономическое содержание износа - потеря стоимости. Выделяют следующие виды износа:

- физический износ - изменение физических, механических и другие свойств основных фондов под воздействием сил природы, труда и т. д. (амортизационные отчисления учитывают только этот вид износа);
- моральный износ 1-го рода - потеря стоимости в результате появления более дешевых аналогичных средств труда;
- моральный износ 2-го рода - потеря стоимости, вызванная появлением более производительных средств труда;
- социальный износ - потеря стоимости в результате того, что новым основные фонды обеспечивают более высокий уровень удовлетворения социальных требований;

- экологический износ - потеря стоимости в результате того, что основные фонды перестают удовлетворять новым, повышенным требованиям и охране окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов и т.п.

*Амортизационные отчисления* - денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (69)$$

где *K* – капиталовложения;

*T<sub>сл</sub>* – срок службы оборудования (*T<sub>сл</sub>* = 20 лет).

*Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию* необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии.

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

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (ППР и ТО), а

также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования. Сущность системы ППР и ТО заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производятся различные виды ремонтного воздействия (ТР, КР и ТО). Чем короче разрыв между фактическим моментом отказа и моментом ожидаемого отказа и выполнения соответствующего ремонтного воздействия, тем эффективнее система ППР и ТО.

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$I_{\text{рз}} = \alpha_{\text{орз}} \cdot K, \quad (70)$$

где  $\alpha_{\text{орз}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ( $\alpha_{\text{орз}} = 0,0155$ )

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$I = \alpha_{\text{орз}} \cdot K + \frac{K}{T_{\text{ст}}} = 0,0155 \cdot 7818772 + \frac{7818772}{20} = 512128 \text{ руб.}$$

### 7.3 Стоимостная оценка результатов

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности ИП является оценка выручки от реализации проекта. Для нового строительства такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год  $t$  по формуле:

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (71)$$

где  $W_i$  - полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

$T_i$  - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч;

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i = 438000 \cdot 179,4 = 78,58 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{K}{O_{pt}} = \frac{7818772}{78580000} = 0,1.$$

Из срока окупаемости видно, что данный проект быстроокупаем в части эксплуатации систем РЗА.

#### **7.4 Расчет остаточного ресурса существующего оборудования**

Электрические машины и трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, линии электрических сетей нуждаются в управлении и защите от повреждения и аномальных режимов. Для этого необходимы коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, токоограничивающие реакторы, разрядники и другое электрическое оборудование первичных (силовых) цепей.

Оборудование подстанции:

- трансформаторы, предназначенные для питания потребителей и для связи с энергосистемой;
- выключатели - являются важнейшими коммутационными аппаратами, предназначенными для включения, отключения и повторного включения электрических аппаратов;
- разъединители наружной установки, предназначены для включения и отключения обесточенных участков цепи высокого напряжения, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей при их наличии;
- измерительные трансформаторы, предназначенные для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения и для питания электрических измерительных приборов и устройств РЗА в сетях переменного тока частотой 50 Гц;

- разрядники, предназначенные для защиты от перенапряжений изоляции электрооборудования подстанций.

Анализ остаточного ресурса проводится на основании только сроков эксплуатации, без числа коммутационных операций выключения и включения в рабочих и аварийных режимах.

Расчет остаточного ресурса производится по формуле:

$$T_{ост} = \frac{T_{пасп} - T_{срсл}}{T_{пасп}}, \quad (70)$$

где  $T_{пасп}$  - срок службы установленный заводом изготовителем.

$T_{срсл}$  - срок службы (эксплуатации) оборудования, определяемый с момента ввода оборудования в эксплуатацию, либо от момента последнего капитального ремонта оборудования.

При расчетах остаточного ресурса оборудования были приняты следующие нормативные (паспортные) сроки службы  $T_{пасп}$ :

Таблица 30 - Нормативные (паспортные) сроки службы оборудования

Вид оборудования	Паспортный срок
------------------	-----------------

	службы $T_{насп}$ , ГОД
1	2
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы, реакторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители.	25
Выключатели	20
Разрядники	15

Таблица 31 - Анализ остаточного ресурса основного оборудования

Вид оборудования		Ввод в эксплуатацию, год	Остаточный ресурс, %
1		2	3
Силовые трансформаторы, реакторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители.		1961	-0,96 (выработан)
Выключатели	ОРУ 110 кВ	1961	-1,45 (выработан)
	ОРУ 35 кВ	1961	-1,45 (выработан)
	ЗРУ 10 кВ	1961	-1,45 (выработан)
Разрядники	ОРУ 110 кВ	1961	-2,3 (выработан)
	ОРУ 35 кВ	1961	-2,3 (выработан)
	ЗРУ 10 кВ	1961	-2,3 (выработан)

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция ПС 220 кВ Уландочка с выполнением заходов по схеме «четырёхугольник» ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская и установкой двух силовых трансформаторов. Необходимостью для реконструкции является отсутствие резервных источников питания, за исключением дизель-генератора, обеспечивающего низкий уровень качества и надежности электроснабжения во время аварийных и плановых отключений ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская.

Исполнение Подстанции принято в виде открытого распределительного устройства и открытой установкой двух силовых трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 25 МВА. Выключатели 220 кВ приняты элегазовые колонковые. Для обслуживания выключателей используются специальные площадки. Трансформаторы тока 220 кВ приняты отдельно стоящие однополюсные элегазовые. Здание ОПУ принято модульного типа с помещением для оперативного персонала, оборудованное средствами связи.

Ошиновка 220 кВ – жёсткая. Ошиновка со стороны 10 кВ для связи с ЗРУ 10 кВ принята гибкая. Питание сети собственных нужд предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ, установленных в комплектных однострансформаторных подстанциях наружной установки на территории ПС.

Для освещения ПС предусматривается установка прожекторной мачты на территории ОРУ. Молниезащита выполняется молниеотводами, установленными на порталах 220 кВ и на прожекторной мачте.

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений принята с помощью ОПН установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Заземляющее устройство подстанции принято в виде сетки из горизонтальных заземлителей (оцинкованная полоса

40x4 мм) и вертикальных электродов (оцинкованный круг диаметром 18 мм). Сопротивление ЗУ не более 0,5 Ом.

Оборудование, расположенное на ОРУ, устанавливается на блочные металлоконструкции повышенной заводской готовности. Защитное покрытие металлоконструкций выполнено методом горячего цинкования.

В части проектирования устройств РЗА ПС 220 кВ Уландочка были выбраны микропроцессорные терминалы защит фирмы ЭКРА. Для осуществления функций основных и резервных защит силовых трансформаторов были выбраны терминалы БЭ2704 045, для осуществления функции дифференциальной защиты ошиновки 220 кВ силовых трансформаторов - БЭ2704 051.

Были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. Были рассмотрены вопросы эксплуатации элегазового оборудования, возможные предельные концентрации при утечке, меры безопасной эксплуатации и оборудования контроля за утечкой. Были рассмотрены вопросы пожарной безопасности, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

Наряду с указаниями в настоящей работе параметрами безопасности, необходимо руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания;

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

## БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.

11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2020).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2020).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 02.04.2020).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2017.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)