

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника  
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции «Южная» ПАО  
«Россети Волга»

Обучающийся

И.С. Тиханов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Егорова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

Представленная ВКР посвящена решению задачи по повышению надёжности и качества снабжения потребителей подстанции «Южная» города Тольятти путём реконструкции её технического вооружения с использованием современных технологий.

Изложенная пояснительная записка содержит 84 страницы.

В выпускной квалификационной работе имеются: 11 разделов, 20 рисунков, 20 таблиц, 91 формула. В части графического предложения 6 листов формата А1.

Ключевым вопросом выпускной квалификационной работы является реконструкция подстанции "Южная" 110/6 кВ в г. Тольятти.

В работе затрагивается проблема замены устаревшего электрооборудования на более современное и надежное.

Выпускную работу можно разделить на несколько логически связанных частей, а именно: определение электрических нагрузок понижающей подстанции; выбор трансформаторов; расчет токов короткого замыкания; выбор электрооборудования и проводников; расчет и выбор релейной защиты; выбор оперативного тока; расчет заземления и молниезащиты.

## **Abstract**

The title of the graduation work is Reconstruction of the electrical part at the «Yuzhnaya» substation of ROSSETI Volga PJSC.

The outlined explanatory note contains A4 format sheets of 84 pages.

In the final qualification work, there are: 11 sections, 20 figures, 20 tables, 91 formulas. In the part of graphic proposal there are 6 sheets in A1 format.

The key issue of the graduation work is the reconstruction of the substation «Yuzhnaya» 110/6 kV in Togliatti.

The work touch upon the problem of replacing outdated electrical equipment with more modern and reliable one.

The aim of the work is to give some information about the improvement of the quality indicators of power supply to consumers of substation «Yuzhnaya» in Togliatti.

The object of the graduation work is «Yuzhnaya» substation.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are: determination of electrical loads of the step-down substation; selection of transformers; calculation of short-circuit currents; selection of electrical equipment and conductors; calculation and selection of relay protection; selection of operating current; calculation of grounding and lightning protection.

## Содержание

Введение .....	4
1 Описание объекта проектной работы.....	7
1.1 Установленное на стороне высокого напряжения оборудование.....	9
1.2 Оборудование, установленное на стороне низкого напряжения .....	14
1.3 Задачи ВКР .....	17
2 Выбор силовых трансформаторов.....	18
2.1 Определение максимальной электрической нагрузки по фактическим данным.....	18
2.2 Выбор числа и номинальной мощности силовых трансформаторов ...	23
2.3 Техничко-экономический расчёт ТМН – 6300/110/6 кВ.....	25
3 Выбор главной электрической схемы понизительной подстанции.....	31
4 Расчёт токов короткого замыкания .....	32
4.1 Расчёт трёхфазных КЗ в точке К1 .....	35
4.2 Расчёт трёхфазных КЗ для точки К2.....	36
5 Выбор оборудования для установки на подстанции стороне ВН.....	38
5.1 Выбор высоковольтных выключателей .....	38
5.2 Выбор разъединителей .....	39
5.3 Выбор трансформаторов тока .....	40
5.4 Выбор трансформаторов напряжения .....	43
5.5 Выбор ограничителя перенапряжения.....	43
5.6 Выбор шин .....	44
5.7 Выбор изоляторов .....	49
6 Выбор оборудования для установки на подстанции стороне НН .....	51
6.1 Выбор выключателей .....	52
6.2 Выбор трансформаторов тока .....	54
6.3 Выбор трансформаторов напряжения .....	56
6.4 Выбор ограничителя перенапряжения.....	56
6.5 Выбор шин .....	56

6.6 Выбор изоляторов .....	60
6.7 Выбор кабелей.....	61
7 Выполнение релейной защита .....	63
7.1 Расчёт общих уставок .....	63
7.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-11).....	68
8 Оперативный ток на подстанции «Южная» .....	69
9 Питание собственных нужд на подстанции «Южная» .....	70
10 Расчёт заземления ПС .....	72
11 Молниезащита подстанции.....	75
Заключение .....	78
Список используемых источников.....	81

## Введение

Технологический прогресс не стоит на месте и уже на момент 2024 года наиболее заметна тенденция развития технологий и средств в сфере электроэнергетики и электротехники, которые дают возможность создавать более компактные и совершенные энергетические сооружения.

На подстанциях, расположенных в России, повсеместно используются оборудование с техническими решениями прошлого века. И аппаратура того времени сильно уступает возможностям и надёжности оборудования настоящего.

Помимо этого, оборудование, находящееся в работе с середины и конца двадцатого века, в большинстве случаев является значительно изношенным. Из-за чего, дальнейшее использование подобных устройств в работе энергетической сети в будущем однозначно вызовет разного вида аварии и перебои в работе как на самих подстанциях, так и в энергетической сети. В связи с этим, возникает острая необходимость реконструкции устаревших трансформаторных подстанций.

Данные виды работ позволяют внедрить современное оборудование и системы, в том числе новые трансформаторы, распределительные панели, выключатели и автоматику управления, что значительно повысит надёжность работы подстанции и снизит риск возникновения аварийных ситуаций. Также, обновление электрической подстанции предоставляет возможность увеличения её пропускной способности и улучшения энергетических параметров. Из чего можно заключить, что тема представленной ВКР является актуальной.

Целью выпускной квалификационной работы является улучшение показателей качества электроснабжения потребителей посредством реконструкция электрической части понижающей подстанции напряжением 110/6 кВ «Южная» в городе Тольятти.

## 1 Описание объекта проектной работы

Объектом представленной выпускной квалификационной работы является понизительная подстанция «Южная» 110/6 кВ. Введена в эксплуатацию в 1977 году. Эта подстанция содержится под управлением ПАО «Россети Волга», её расположение показано на рисунке 1.



Рисунок 1 – План расположения подстанции на карте города

Округ, в котором расположена понизительная подстанция «Южная», имеет умеренно континентальный климат. Область нахождения температур лежит в диапазоне  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что соответствует климатическому исполнению электрооборудования У по ГОСТ 15150-69.

Количество осадков в Тольятти является значительным, даже с засушливыми месяцами среднее количество осадков – 492 мм в год.

Подстанция расположена вдоль дороги, на территории лесного массива, что можно увидеть на рисунке 2. Съезд на подстанцию находится со стороны проезжей дороги. Участок данного объекта огорожен металлическим забором

с табличками, оповещающими об опасности удара электрическим током. На подстанции предусмотрены асфальтированные дорожки.



Рисунок 2 – Подстанция «Южная»

У понизительной подстанции отсутствует постоянный оперативно-дежурный персонал, обслуживание выполняют оперативно-выездные бригады филиала ПАО «Россети Волга». Местонахождение дежурного, осуществляющего управление оперативно-выездными бригадами, которые выполняют работы на подстанциях Тольятти, «Западная» ПС.

Потребители электроэнергии, снабжающим узлом которых является подстанция «Южная» имеют первую и вторую категорию надёжности электроснабжения.

## 1.1 Установленное на стороне высокого напряжения оборудование

Понижительная подстанция «Южная» принимает электрическую энергию по ВЛЭП, от подстанций «Западная» и «Восточная», приходящую на первый и второй силовые трансформаторы Т1 и Т2. На рисунке 3 изображены высоковольтные линии, приходящие на подстанцию «Южная».



Рисунок 3 – Приходящие высоковольтные линии на ПС

Суммарная мощность трансформаторов составляет 2·16 МВА на напряжение 110 кВ. Т1, Т2 – трёхфазные трансформаторы силовые ТДН-16000/110-79У1 оснащённые системой охлаждения типа – Д, а также устройством РПН. На рисунке 4 изображены вышеописанные трансформаторы.



Рисунок 4 – Силовые трансформаторы Т1 и Т2

Силовые трансформаторы Т1 и Т2 запитывают первую и вторую секции шин НН соответственно. На рисунке 5 изображены заходящие в ЗРУ секции шин.



Рисунок 5 – Секция шин низкого напряжения, заходящая в ЗРУ

Установленные на подстанции «Южная», силовые трансформаторы Т1 и Т2 введены в работу в 1977 году. Данные трансформаторы находятся в технически и морально устаревшем состоянии. На трансформаторах видны подтёки масла (рисунок 6), что свидетельствует об изношенности масляного оборудования. Также на корпусах Т1 и Т2 заметны многочисленные места, поражённые ржавчиной. За то время, что работали данные трансформаторы, появились инновационные технологии, благодаря которым появились более надёжные и компактные трансформаторы.



Рисунок 6 – Расширительный бак

Как видно на рисунке 6, на расширительном баке имеются значительные поражения коррозией. Дальнейшее использование данных трансформаторов может привести к аварии.

Схема открытого распределительного устройства выполнена в виде комбинированной ошиновки – присутствуют как гибкие токопроводы на железобетонных порталах, так и жёсткие шины в форме труб, рисунок 7. ОРУ защищена от поражения молнией стержневыми молниеотводами, расположенными по краям ж/б порталов.



Рисунок 7 – Открытое распределительное устройство

На рассматриваемой подстанции «Схема ОРУ 110 кВ выполнена по типу: два блока с выключателями и выключателем в перемычке» [2].

Железобетонные порталы открытого распределительного устройства имеют значительные дефекты. На порталах видны глубокие трещины, в некоторых местах видны раскрошившиеся до металла участки.

Перечисление установок на высоком напряжении:

– МКП-110М-1000/630-20У1 – многообъемные масляные выключатели, рисунок 8.



Рисунок 8 – Выключатели масляные многообъёмные

Одной из причин реконструкции подстанции является сильно изношенное и взрывоопасное масляное оборудование. Работа маслonaполненного оборудования, имеющего дефекты, способные спровоцировать взрыв или аварию на подстанции, недопустимо.

- РНДЗ-2-110/630 – разъединители наружной установки с 2 заземляющими ножами, рисунок 9.



Рисунок 9 – Разъединитель РНДЗ-2-110/630

- ЗОН-110-М – заземлители наружной установки, рисунок 10.



Рисунок 10 – Заземлитель ЗОН-110-М

– ОПН-П ЗЭУ 110/88/10/650 УХЛ-1 – ограничитель перенапряжения, рисунок 11.



Рисунок 11 – Ограничитель перенапряжений ОПН-П ЗЭУ

Аппаратура на 110 кВ имеют некоторые дефекты, влияющие на безопасность и работоспособность понижающей подстанции. Замена, установленного на данном объекте, оборудования на новое является наиболее целесообразным вариантом, нежели его ремонт, поскольку нет гарантий, что в ближайшее время приборы на стороне ВН не потребуют повторного ремонта или не выйдут из строя по причине своего значительного износа.

## 1.2 Оборудование, установленное на стороне низкого напряжения

Напряжение низкой стороны составляет 6 кВ. Распределение электрической энергии на стороне низкого напряжения происходит в ЗРУ. Закрытое распределительное устройство представляет собой одноэтажное строение, выполненное из кирпича и бетонных блоков, здание находится в конце площадки, занимаемой подстанцией, рисунок 12. У здания, занимаемого распределительным устройством, имеются проблемы с кровлей. В месте, где находятся ячейки, в дождливую погоду протекает кровельное покрытие. А в зимний период времени появляется необходимость отключения отопления части ЗРУ, поскольку снег, который тает из-за отопления помещения, начинает затапливать ячейки.



Рисунок 12 – Закрытое распределительное устройство, вид снаружи

На рисунке 13 изображено фото ячеек, расположенных в ЗРУ на ПС «Южная».



Рисунок 13 – Закрытое распределительное устройство, вид внутри

На стороне низкого напряжения установлены:

- система АВР;
- вакуумные выключатели ВБЭС-27-10-20/1000;
- на каждой секции шин расположено по одному трансформатору напряжения, обеспечивающие работу измерительных приборов, НТМИ-10;
- проходные шинные измерительные трансформаторы тока ТПШЛ-10/ТШЛ-10;
- встроенные трансформаторы тока ТВК-10/ТВЛ-10;
- трансформаторы тока ТЛК-10, предназначенные для формирования управляющего сигнала и его контроля для средств защиты, и автоматики.
- счётчики СЭТ-4ТМ.03М;

Источником оперативного тока на подстанции служит аккумуляторные батареи, рисунок 14.



Рисунок 14 – Аккумуляторные батареи

В этом же здании расположены трансформаторы собственных нужд ТСН2 типа ТМ-63 и недавно заменённый, ТСН1 типа ТМГ-63, на новый ТСН типа ТМГ33-63. Трансформаторы ТМ и ТМГ подключены к первой и второй системе шин ЗРУ соответственно. Трансформаторы собственных нужд представлены на рисунке 15.



Рисунок 15 – ТСН2 и ТСН1 соответственно

Ещё одним нововведением, за последние три года, на понижающей подстанции «Южная» стала система, состоящая из устройств дуговой защиты (рисунок 16) и датчиков, обнаруживающих дугу, расположенных внутри каждой ячейки.



Рисунок 16 – Устройство защиты от дуги

Сторона низкого напряжения имеет систему АВР.

На сегодняшний день, установленное оборудование в ЗРУ подстанции «Южная» считается устаревшим. Развитие технологий не стоит на месте и старое оборудование, установленное на подстанции «Южная», стало неконкурентоспособным по сравнению с современными решениями. Замена электрооборудования поспособствует улучшению характеристик системы.

В ЗРУ расположены 24 фидера, 20 из которых находятся в пользовании «ОРЭС Тольятти», 2 у Тольяттинского троллейбусного управления и 2 в резерве.

### 1.3 Задачи ВКР

Подстанция «Южная» является важным энергетическим узлом центрального района города Тольятти. Полное отключение подстанции во время реконструкции, приведёт к тому, что потребители, подключённые к подстанции, на долгое время останутся без электрической энергии. Этого допускать нельзя и по этой причине, реконструкцию необходимо производить в два этапа, с сохранением снабжения электричеством подключённых потребителей.

Для достижения поставленной цели выпускной квалификационной работы, необходимо решить ряд задач:

Чтобы добиться поставленной цели выпускной квалификационной работы:

- определить электрические нагрузки понизительной подстанции;
- подобрать трансформаторы, то есть их тип, число и мощности;
- выбрать тип главной электрической схемы ПС;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- выбрать электрическое оборудование и проводники;
- рассчитать и выбрать релейную защиту подстанции;
- выбрать оперативный ток;
- организовать собственные нужды;
- рассчитать заземление и молниезащиту.

Вывод: описана ПС «Южная», представлено стоящее на её вооружении, оборудование. По причине устаревания эксплуатируемого оборудования, решено произвести реконструкцию данного объекта. Для реализации поставленной цели принято решение произвести ряд расчётов и определить необходимое к установке на подстанции «Южная», электрооборудования.

## 2 Выбор силовых трансформаторов

### 2.1 Определение максимальной электрической нагрузки по фактическим данным

Для того чтобы осуществить выбор силовых трансформаторов, которые будут обеспечивать потребителей электрической энергией, необходимо определить максимальную потребляемую полную мощность. Вычисления ведутся на основе, полученной во время прохождения преддипломной практики в организации ПАО «Россети Волга», технической документации по понижающей подстанции города Тольятти «Южная».

В таблицах 1 и 2 обозначены имеющиеся данные по объекту реконструкции.

Таблица 1 – Данные по потребителю

Наименование потребителя	Категория надёжности потребителей
Город	2, 3

Как известно, периодом с наибольшей нагрузкой на подстанции является зимний промежуток года. Трансформаторы необходимо подбирать с по этой причине выбран зимний месяц года - декабрь. Данные нагрузки сформированы 9 февраля 2024 года.

Таблица 2 – Потребляемая мощность за декабрь 2023 года

Дата	$P_{\text{макс}}$ , кВт	$Q_{\text{макс}}$ , квар
01.12.2023	7591,20	1663,20
02.12.2023	7694,40	1562,40

Продолжение таблицы 2

Дата	$P_{\text{макс}}$ , кВт	$Q_{\text{макс}}$ , квар
03.12.2023	7754,40	1533,60
04.12.2023	7615,20	1603,20
05.12.2023	7821,60	1663,20
06.12.2023	8011,20	1728,00
07.12.2023	8040,00	1692,00
08.12.2023	8553,60	1665,60
09.12.2023	8388,00	1668,00
10.12.2023	8491,20	1684,80
11.12.2023	8280,00	1634,40
12.12.2023	8664,00	1670,40
13.12.2023	8654,40	1656,00
14.12.2023	8505,60	1574,40
15.12.2023	8491,20	1663,20
16.12.2023	8244,00	1663,20
17.12.2023	8282,40	1600,80
18.12.2023	7958,40	1780,80
19.12.2023	7948,80	1824,00
20.12.2023	7965,60	1999,20
21.12.2023	7970,40	1780,80
22.12.2023	8104,80	1802,40
23.12.2023	7826,40	1826,40
24.12.2023	8080,80	1946,40
25.12.2023	7689,60	1852,80
26.12.2023	7744,80	1800,00
27.12.2023	7730,40	1845,60
28.12.2023	7953,60	1836,00
29.12.2023	8020,80	1756,80

Продолжение таблицы 2

Дата	$P_{\text{макс}}$ , кВт	$Q_{\text{макс}}$ , квар
30.12.2023	8124,00	1716,00
31.12.2023	7958,40	1718,40

На основании имеющихся исходных данных рассчитаем полную мощность на каждый день декабря 2023 года:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

где  $P$  – активная мощность, кВт;

$Q$  – реактивная мощность, квар.

Вместе с данными потребляемой мощности, был запрошен журнал с показаниями потребляемой электроэнергии на подстанции «Южная». Установленные на подстанции, приборы учёта электропотребления записывают показания, полученные в течении каждого часа. Путём суммирования значений, записанных с счётчиков в течении месяца, были определены показания потребляемой электроэнергии на ПС за месяц:  $W_{ПС} = 4721030,4$  кВт·ч.

Также выполним проверку на соответствие значения «тангенс  $\varphi$ ». Поскольку реактивная мощность понижает напряжение и создаёт потери электроэнергии. Помимо этого, поскольку распределяющая система электроснабжения рассчитывается на полную мощность, при высоком уровне реактивной мощности в системе, необходимо предпринять усилия для снижения значения реактивной мощности.

При высоком показателе реактивной мощности, сечения используемых проводников не будут способны полностью использоваться для передачи полезной энергии. Соответственно, возможно, существует необходимость в их увеличении.

С позиции компании, осуществляющей снабжение потребителей, высокий «тангенс  $\varphi$ » повышает уровень расходов на первичные инвестиции и обслуживания и данные прибавочные затраты переходят на плечи тех, кто за них виновен, то есть на потребителей, имеющих недопустимо низкий коэффициент мощности. «По этой причине дополнительно с счётчиками активной энергии используются счётчики реактивной энергии» [35].

Согласно приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380. При значении напряжения в месте поставки электроэнергии потребителю 1–20 кВ, в нашем случае 6 кВ, максимальное значение «тангенс  $\varphi$ » не должно превышать 0,4. Минимальное же значение данного коэффициента равен нулю.

Для нахождения «тангенс  $\varphi$ » будем использовать формулу:

$$tg\varphi = \frac{Q}{P}. \quad (2)$$

Результаты расчётов занесены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты вычислений

Исходные данные			Расчётные данные	
Дата	$P_{\max}$ , кВт	$Q_{\max}$ , квар	$tg\varphi$	$S_{\max}$ , кВА
01.12.2023	7591,2	1663,2	0,22	7771,26
02.12.2023	7694,4	1562,4	0,20	7851,43
03.12.2023	7754,4	1533,6	0,20	7904,60
04.12.2023	7615,2	1603,2	0,21	7782,13
05.12.2023	7821,6	1663,2	0,21	7996,48
06.12.2023	8011,2	1728,0	0,22	8195,44
07.12.2023	8040,0	1692,0	0,21	8216,11

Продолжение таблицы 3

Исходные данные			Расчётные данные	
Дата	$P_{\text{макс}}$ , кВт	$Q_{\text{макс}}$ , квар	$tg\varphi$	$S_{\text{макс}}$ , кВА
08.12.2023	8553,6	1665,6	0,19	8714,26
09.12.2023	8388,0	1668,0	0,20	8552,24
10.12.2023	8491,2	1684,8	0,20	8656,73
11.12.2023	8280,0	1634,4	0,20	8439,77
12.12.2023	8664,0	1670,4	0,19	8823,56
13.12.2023	8654,4	1656,0	0,19	8811,41
14.12.2023	8505,6	1574,4	0,19	8650,08
15.12.2023	8491,2	1663,2	0,20	8652,56
16.12.2023	8244,0	1663,2	0,20	8410,10
17.12.2023	8282,4	1600,8	0,19	8435,68
18.12.2023	7958,4	1780,8	0,22	8155,21
19.12.2023	7948,8	1824,0	0,23	8155,39
20.12.2023	7965,6	1999,2	0,25	8212,65
21.12.2023	7970,4	1780,8	0,22	8166,92
22.12.2023	8104,8	1802,4	0,22	8302,80
23.12.2023	7826,4	1826,4	0,23	8036,68
24.12.2023	8080,8	1946,4	0,24	8311,91
25.12.2023	7689,6	1852,8	0,24	7909,67
27.12.2023	7730,4	1845,6	0,24	7947,66
28.12.2023	7953,6	1836,0	0,23	8162,76
29.12.2023	8020,80	1756,80	0,22	8210,94
30.12.2023	8124,00	1716,00	0,21	8303,25
31.12.2023	7958,40	1718,40	0,22	8141,81

Как можно увидеть из таблицы 3, «тангенс ф» находится в допустимых пределах. Это свидетельствует о присутствии невысокого уровня реактивной мощности в рассматриваемой системе.

По рассчитанным ежедневным максимальным нагрузкам выполним построение упорядоченного месячного графика нагрузки на ПС, рисунок 17.

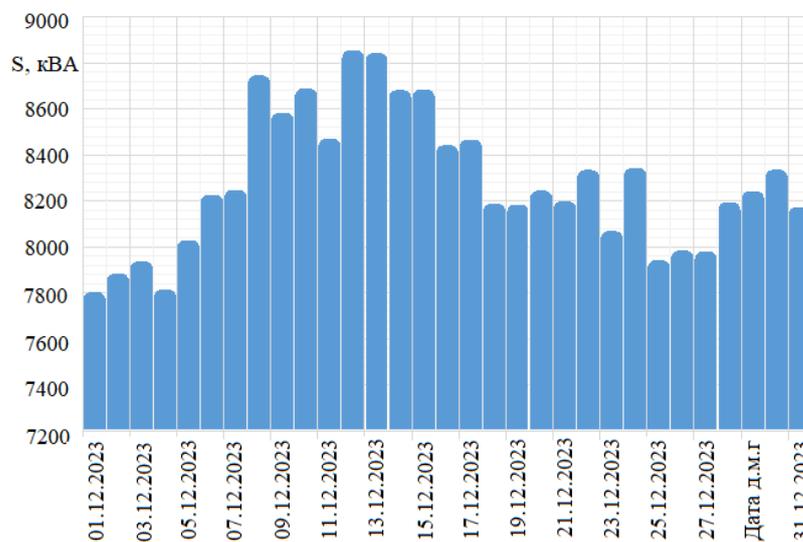


Рисунок 17 – График месячной нагрузки на ПС

Максимальная нагрузка на ПС за месяц составляет  $S_{\text{макс}} = 8,8$  МВА.

## 2.2 Выбор числа и номинальной мощности силовых трансформаторов

«Питание потребителей, относящихся к 1 и 2 категориям, должно осуществляться от двух независимых источников, то есть требуется установка не менее двух трансформаторов, таким образом выбираем двухтрансформаторную подстанцию» [14].

Чтобы определить какие трансформаторы необходимо установить на подстанции «Южная», вычислим мощность номинальную силового трансформатора с учётом сорокапроцентной перегрузки:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 1,4 \cdot \frac{S_{\text{макс}}}{n} \quad (3)$$

где  $S_{\text{ном.Т}}$  – мощность полная трансформатора, МВА;

$n$  – количество трансформаторов, шт.

$$S_{н.Тр} \geq 1,4 \cdot \frac{8,8}{2} = 6,2 \text{ МВА.}$$

«Расчётная мощность трансформатора округляется до ближайшей стандартной мощности» [17].

С учётом этого, трансформаторы, которые можно принять к установке на подстанции, являются: ТМН-6300/110/6 и ТДН-10000/110/6.

Выполним проверку коэффициента загрузки для двух трансформаторов ТМН-6300/110/6, ТДН-10000/110/6.

«Оптимальная загрузка силовых трансформаторов двух трансформаторной подстанции с потребителями второй категории находится в пределах от 0,65 до 0,7» [27]:

$$0,65 \leq k_3^H \leq 0,7$$

где  $k_3^H$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы.

Для ТМН-6300/110/6:

$$k_3^H = \frac{S_{\text{макс}}}{n \cdot S_{\text{ном.Т}}} \quad (4)$$

$$k_3^H = \frac{8,8}{2 \cdot 6,3} = 0,69.$$

Для ТДН-10000/110/6:

$$k_3^H = \frac{8,8}{2 \cdot 10} = 0,45.$$

По расчётам, оптимально загруженными трансформаторами будут силовые трансформатора типа ТМН-6300/110/6. В дальнейших расчётах к установке на подстанции «Южная» примем силовые трансформаторы марки ТМН-6300/110/6.

### 2.3 Технико-экономический расчёт ТМН-6300/110/6 кВ

В таблицу 4 занесём технические характеристики трансформатора.

Таблица 4 – Данные трансформатора от ГК «Новые технологии»

Тип	S, МВА	$U_{нВН}$ , кВ	$U_{НН}$ ,кВ	$U_{кВН-НН}$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_{xx}$ , %
ТМН	6,3	115	6,6	10,5	44	10	0,3

Вычислим потери реактивной мощности в трансформаторе используя формулу:

$$Q_x = \frac{I_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (5)$$

Где  $I_{xx}$  (%) – ток холостого тока трансформатора, %.

$$Q_x = \frac{0,3}{100} \cdot 6300 = 18,9 \text{ квар.}$$

Также вычислим приведённые потери мощности активной трансформатора, приведённые в режиме ХХ:

$$P_x^{\dot{}} = \Delta P_x + k_{III} \cdot Q_x \quad (6)$$

где  $\Delta P_x$  – потери мощности активной, кВт;

$k_{III}=0,05$  – коэффициент изменения потерь.

$$P_x = 10 + 0,05 \cdot 18,9 = 10,95 \text{ кВт.}$$

После чего вычислим коэффициент загрузки трансформаторных обмоток:

$$K_3^H = \frac{S_{\text{макс}}}{n \cdot S_{\text{ном.Т}}} \quad (7)$$

$$K_3^H = \frac{8,8}{2 \cdot 6,3} = 0,69.$$

Также найдём потери реактивной мощности КЗ в трансформаторе:

$$Q_K = \frac{u_K(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (8)$$

где  $u_{\text{кз}}(\%)$  – напряжение КЗ, %.

$$Q_K = \frac{10,5}{100} \cdot 6300 = 661,5 \text{ кВАр.}$$

Приведённые потери активной мощности КЗ между обмотками найдём как:

$$P_K = \Delta P_K + k_{\text{III}} \cdot Q_K \quad (9)$$

где  $\Delta P_K$  – потери КЗ, кВт.

$$P_K = 44 + 0,05 \cdot 661,5 = 77,1 \text{ кВт.}$$

Далее, найдём приведённые потери активной мощности силового трансформатора:

$$P_T = P_x + (k_n^3)^2 \cdot P_K \quad (10)$$

$$P_T = 10,95 + 0,69^2 \cdot 77,1 = 47,7 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторных обмотках составит:

$$\Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma (n_i \cdot P_x \cdot T_i) + \Sigma (P_K \cdot (k_n^3)^2 \cdot T_i) \quad (11)$$

где  $i$  – порядковый номер ступени графика нагрузки;

$n_i$  – число трансформаторов ПС, шт;

$T_i$  – продолжительность нахождения нагрузки на ступени, час.

Рассчитанные потери ЭЭ занесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Электроэнергетические потери

Номер ступени	$S_{Bi}$ , МВА	$T_i$ , ч	$n_i$	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$k_n^3$	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
1	7771,26	6	2	131,4	0,62	205,30
2	7851,43	8	2	175,2	0,62	269,43
3	7904,60	5	2	109,5	0,63	182,06
4	7782,13	9	2	197,1	0,62	294,11
5	7996,48	4	2	87,6	0,63	155,27
6	8195,44	6	2	131,4	0,65	228,33

Продолжение таблицы 5

Номер ступени	$S_{Bi}$ , МВА	$T_i$ , ч	$n_i$	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$k_3^H$	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч
7	8216,11	9	2	197,1	0,65	327,83
8	8216,11	9	2	197,1	0,69	368,79
9	8714,26	7	2	153,3	0,68	248,64
10	8656,73	5	2	109,5	0,69	218,36
11	8439,77	5	2	109,5	0,67	207,55
12	8823,56	4	2	87,6	0,70	151,24
13	8811,41	9	2	197,1	0,70	188,53
14	8650,08	8	2	175,2	0,69	327,04
15	8652,56	8	2	175,2	0,69	327,22
16	8410,10	8	2	175,2	0,67	309,14
17	8435,68	6	2	131,4	0,67	241,93
18	8155,21	6	2	132,4	0,65	226,09
19	8155,39	7	2	153,3	0,65	258,40
20	8212,65	5	2	109,5	0,65	196,53
21	8166,92	9	2	197,1	0,65	3223,91
22	8302,80	9	2	197,1	0,66	301,30
23	8036,68	7	2	153,3	0,64	250,93
24	8311,91	8	2	175,2	0,66	301,97
25	7909,67	8	2	175,2	0,63	273,45
26	7951,22	4	2	87,6	0,63	153,52
27	7947,66	6	2	131,4	0,63	214,73
28	8162,76	5	2	109,5	0,65	194,15
29	8210,94	6	2	131,4	0,65	229,19
30	8303,25	9	2	197,1	0,66	334,82
31	8141,81	6	2	197,1	0,65	289,73
				$\sum \Delta W_{xi} =$ 4686,6 кВт·ч	-	$\sum \Delta W_{KB} =$ 7799,5 кВт·ч
$\sum \Delta W_{Пс} = 12967,9$ кВт·ч						

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{э.нс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_x^l}{P_k^l}} \quad (12)$$

$$S_{э.нс} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{10,95}{77,1}} = 3358 \text{ кВА.}$$

Также определим стоимость за один киловатт в час электроэнергии:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (13)$$

где  $\alpha=270$  руб. – ставка тарифа за потребление 1 кВт·ч мощности;

$\beta=0,9$  – дополняющая ставка тарифа за каждый кВт·ч.

$$C_э = \frac{270}{214} + 0,9 = 2,16 \text{ руб} \cdot \text{кВт} \cdot \text{ч.}$$

После чего можно вычислить экономическую составляющую о потерях трансформаторов:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э \quad (14)$$

$$I_э = 12957,9 \cdot 2,16 = 27989 \text{ руб.}$$

За год, экономическая составляющая стоимость потерь электроэнергии составит примерно  $I_{э,г} = 325175$  рублей.

Также определим годовые отчисления:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot k \quad (15)$$

где  $I_u$  – годовые издержки на амортизацию;

$k=17689992$  руб. – стоимость двух силовых трансформаторов

ТМН-6300-110/6;

$p_{\text{сум}}=0,094$  – суммарный коэффициент отчисления на амортизацию.

$$I_o = 0,094 \cdot 17689992 = 1662859 \text{ руб.}$$

Приведенные (итоговые) затраты найдем как:

$$Z_{\text{пр}} = E_k \cdot k + I_o + I_{\text{Э.Г}} \quad (16)$$

где  $E_n=0,125$  – нормативно-дисконтный коэффициент.

$$Z_{\text{пр}} = 0,125 \cdot 17689992 + 1662859 + 325175 = 4199283 \text{ руб.}$$

Вывод: в ходе расчётов определена максимальная нагрузка на ПС, её величина составляет  $S_{\text{макс}}=8,8$  МВА. По вычисленному значению к установке приняты два силовых трансформатора типа ТМН-6300/110/6. Также произведён экономический расчёт, подобранных трансформаторов, по итогу которых, вычислено, что итоговые затраты составят 4199283 рубля.

### 3 Выбор главной электрической схемы понизительной подстанции

В момент преддипломной практики определено, что ПС «Южная» является «подстанцией конечного типа с главной электрической схемой по типу: два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [2].

Основываясь на специализированной литературе [2] принято решение оставить схему данного типа, ввиду её надёжности, экономичности и простоты выполнения ремонтных работ. На рисунке 18 изображена типовая схема типа 110 кВ – 4Н.

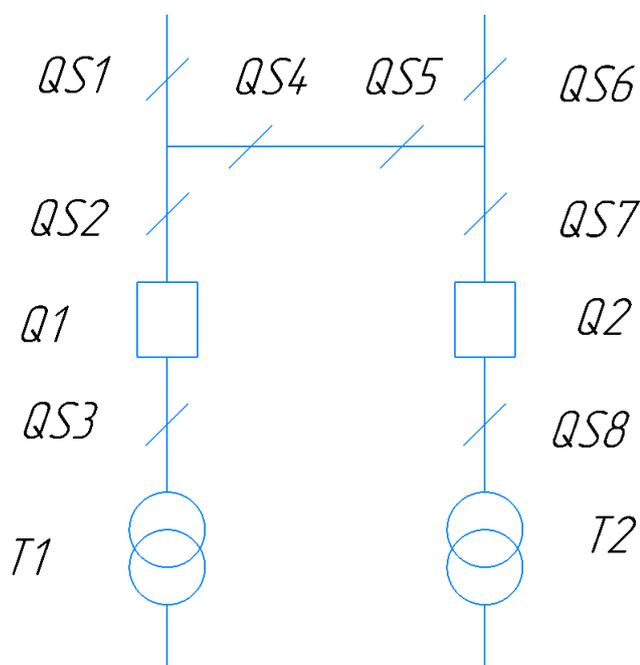


Рисунок 18 – Типовая схема ПС типа 110 кВ – 4Н

Вывод: в качестве электрической главной схемы ПС выбрана схема типа «два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [24].

#### 4 Расчёт токов короткого замыкания

«Одним из необходимых этапов, при проведении реконструкции электрической части подстанции, является вычисление токов КЗ» [17]. Причиной этого служит то, что короткие замыкания – это наиболее тяжёлые повреждения в электросетях. Верное определение подходящих параметров, устанавливаемого на подстанции, оборудования, поспособствует снижению причинённого ущерба при коротком замыкании на ПС.

«Для начала расчёта токов КЗ составим расчётную схему и схему замещения» [17].

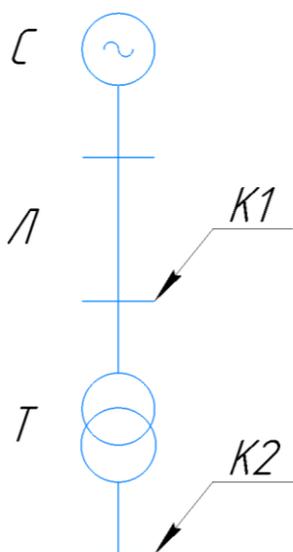


Рисунок 19 – Расчётная схема

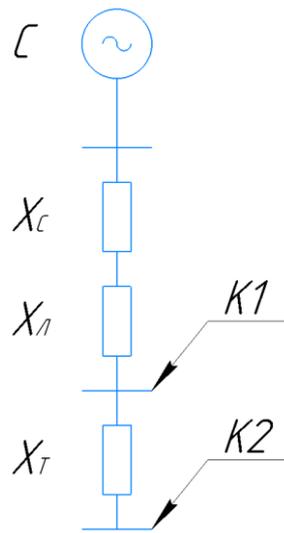


Рисунок 20 – Схема замещения

«Места точек КЗ определены так, чтобы при КЗ расчётный участок, располагался в наиболее тяжёлых условиях» [17].

Чтобы облегчить выполнение определения токов КЗ используются относительные единицы. Для этого выбраны базисные величины, к которым приводят реальные физические значения.

«В качестве базисной мощности может быть выбрано либо общее значение мощности всех источников питания, либо число, кратное 10» [16]. В качестве базисного напряжения в точке К1, на стороне ВН, выбрано ближайшее большее среднее напряжение  $U_{\delta} = 115$  кВ, а на стороне НН, в точках К2,  $U_{\delta} = 6,3$  кВ.

«Среднее номинальное напряжение выбирается из следующей шкалы: 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1200 кВ» [17].

Технические значения трансформаторов типа ТМН 6300/110/6 взяты с сайта производителя ГК «Новые технологии» и представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики трансформатора ТМН-6300/110/6 от производителя ГК «Новые технологии».

Тип	S, МВА	$U_{нвн}$ , кВ	$U_{ннн}$ ,кВ	$U_{квн-нн}$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_{xx}$ , %
ТМН	6,3	115	6,6	10,5	44	10	0,3

Перед тем как начать выполнять вычисления коротких замыканий рассчитаем сопротивления, которые входят в схему замещения.

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\sigma.T} = \frac{U_k(\%)}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.T}} \quad (17)$$

где  $U_k(\%) = 10,5$  кВ – напряжение КЗ трансформатора;

$S_{\sigma}$  – «Базисная мощность выбирается – 1000, 10 000кВА и т.д.». В нашем случае возьмём  $S_{\sigma} = 1000$  кВА.

$$x_{\sigma.T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,6} = 15,9 \text{ о.е.}$$

Справочное значение реактивного сопротивления системы  $x_{\sigma.c} = 0,45$  о.е.

Реактивное сопротивление линии:

$$x_{\sigma.l} = x_{y\delta} \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср.н}^2} \quad (18)$$

где  $U_{ср.н}$  – среднее номинальное напряжение, кВ;

$l$  – длина кабельной линии, км;

$x_{y\delta} = 0,4$  Ом/км – удельное сопротивление линии.

$$x_{\sigma.l} = 0,4 \cdot \frac{14,5}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,22 \text{ о.е.}$$

Точки К1 и К2 – это расчётные точки КЗ в схеме замещения.

#### 4.1 Расчёт трёхфазных КЗ в точке К1

Сумма сопротивлений до точки К1 состоит из сопротивлений, входящих в линию до данной токи.

«Суммарное сопротивление до точки К1» [17]:

$$x_{1\text{сум}} = x_{\bar{o},c} + x_{\bar{o},л} \quad (19)$$
$$x_{1\text{сум}} = 0,45 + 0,22 = 0,67 \text{ о.е.}$$

«Базисный ток в точку К1 составит» [22]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} \quad (20)$$
$$I_{\bar{o}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ о.е.}$$

«Начальноедействующее значение периодической составляющей тока КЗ» [17]:

$$I_{n.o}^{(3)} = \frac{E''_{o,\bar{o}}}{x_{1\text{сум}}} \cdot I_{\bar{o}} \quad (21)$$

где  $E''_{o,\bar{o}} = 1\text{В}$  – ЭДС источника питания.

$$I_{n.o}^{(3)} = \frac{1}{0,67} \cdot 5,02 = 7,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot k_{y\partial} \quad (22)$$

где  $k_{y\partial} = 1,8$  – ударный коэффициент.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot 1,8 = 19,1 \text{ кА.}$$

## 4.2 Расчёт трёхфазных КЗ для точки К2

Сумма сопротивлений до точки К2 состоит из сопротивлений, входящих в линию до данной токи.

«Результирующее сопротивление до точки К2» [17]:

$$x_{2\text{сум}} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.T} \quad (23)$$

$$x_{2\text{сум}} = 0,45 + 0,22 + 15,9 = 16,6 \text{ о.е.}$$

«Базисный ток в точку К2 составит» [18]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (24)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,5 \text{ о.е.}$$

«Начальноедействующее значение периодической составляющей тока КЗ» [18]:

$$I_{n.o}^{(3)} = \frac{E_{o.\delta}''}{x_{2\text{сум}}} \cdot I_{\delta} \quad (25)$$

$$I_{n.o}^{(3)} = \frac{1}{16,6} \cdot 87,5 = 5,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К2:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot k_{y\delta} \quad (26)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,3 \cdot 1,8 = 13,5 \text{ кА.}$$

В таблицу 7 занесём рассчитанные данные.

Таблица 7 – Расчётные значения токов короткого замыкания

Расчётная точка КЗ	$I_{n.o}^{(3)}$ , кА	$i_{y\delta}$ , кА
К1	7,5	19,1
К2	5,3	13,5

Вывод: по ходу расчёта трёхфазных КЗ на стороне ВН и НН определены величины ударного тока и значения начальной действующей периодической составляющей тока КЗ. Таким образом на стороне ВН ток ударный равен  $i_{y\delta}=19,1$  кА, начальная периодическая тока КЗ получилась равной  $I_{n.o}=7,5$  кА, а на стороне НН ток ударный равен  $i_{y\delta}=13,5$  кА, начальная периодическая тока КЗ получилась равной  $I_{n.o}=5,3$  кА.

## 5 Выбор оборудования для установки на подстанции стороне ВН

### 5.1 Выбор высоковольтных выключателей

Потенциально используемый выключатель ВГТ-110-40-2000 УХЛ1.

Для начала, определим значение расчётного тока продолжительного режима при этом учитывая 40% перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (27)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,3 \text{ А.}$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau_{\text{откл}}}{T_a}} \quad (28)$$

где  $\tau_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$  – время отключения КЗ;

$T_a = 0,03$  – время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 2,37 \text{ кА.}$$

Значение термической стойкости при КЗ:

$$B_k = (I_{\text{н.о}}^{(3)})^2 \cdot (\tau_{\text{откл}} + T_a) \quad (29)$$

$$B_k = 7,5^2 \cdot (0,045 + 0,03) = 4,2 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Характеристики с сайта-производителя «ВГТ-110-40-2000 УХЛ1:

– номинальное напряжение:  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ;

– номинальный ток:  $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ ;

- номинальный ток отключения:  $I_{откл.норм} = 40$  кА;
- номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:  $i_{a.ном} = 19,7$  кА;
- начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания:  $I_{пр.с} = 40$  кА;
- ток электродинамической стойкости:  $i_{пр.с} = 102$  кА;
- термическая стойкость при возникновении КЗ:  $B_{к.выкл} = 72 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$  [5].

Проверка на соответствие условиям работы:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 44,3 \text{ А} < I_{ном} = 2000 \text{ А};$$

$$I_{но}^{(3)} = 7,5 \text{ кА} < I_{откл.норм} = 40 \text{ кА};$$

$$i_{a.т} = 2,37 \text{ кА} < i_{a.ном} = 19,7 \text{ кА};$$

$$I_{но}^{(3)} = 7,5 \text{ кА} < I_{пр.с} = 40 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 19,1 \text{ кА} < i_{пр.с} = 102 \text{ кА};$$

$$B_{к} = 4,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} < B_{к.выкл} = 72 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Поскольку выбранный высоковольтный выключатель подходит по перечисленным условиям, к установке на подстанции «Южная» принимаем высоковольтный выключатель типа ВГТ-110-40-2000 УХЛ1.

## 5.2 Выбор разъединителей

В качестве потенциально используемого разъединителя выберем высоковольтный двухколонковый заземляемый разъединитель наружной установки на напряжение 110 кВ и номинальный ток 1000 А.

Характеристики с сайта-производителя «РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1:

- номинальное напряжение:  $U_{ном} = 110$  кВ;
- номинальный ток:  $I_{ном} = 1000$  А;

- начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания:  $I_{np.c} = 80$  кА;
- ток электродинамической стойкости:  $i_{np.c} = 80$  кА;
- термическая стойкость при возникновении КЗ:  $B_{к.выкл} = 40 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$ .» [6].

Выполним проверку выбранного оборудования на соответствие необходимым условиям с помощью рассчитанных данных и данных с сайта-производителя:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 44,3 \text{ А} < I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{no}^{(3)} = 7,5 \text{ кА} < I_{откл.ном} = 80 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = 19,1 \text{ кА} < i_{np.c} = 80 \text{ кА};$$

$$B_{к} = 4,2 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} < B_{к.выкл} = 40 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединитель РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1 соответствует всем необходимым требованиям.

### 5.3 Выбор трансформаторов тока

В качестве потенциально используемого ТТ выберем газонаполненный опорный трансформатор тока с фарфоровой крышкой на напряжение 110 кВ, классом точности 0,5S, с номинальными первичным и вторичным токами 80 А и 5 А соответственно.

Для определения пригодности выбранного ТТ поведём проверку на прохождение по условиям. Помимо имеющихся рассчитанных значений, также необходимо рассчитать максимальный ток в цепи трансформатора:

$$I_{max} = \frac{S_{ном.ТТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (30)$$

$$I_{\max} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6 \text{ А.}$$

Характеристики с сайта-производителя «ТОГФ-110-0,5S-80/5 УХЛ1:

- номинальное напряжение:  $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ ;
- номинальный ток:  $I_{ном} = 80 \text{ А}$ ;
- начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания:  $I_{пр.с} = 50 \text{ кА}$ ;
- термическая стойкость при возникновении КЗ:  $B_{к.выкл} = 28 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$ » [5].

Выполним проверку выбранного оборудования на соответствие необходимым условиям с помощью рассчитанных данных и данных с сайта-производителя:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 31,6 \text{ А} < I_{ном} = 80 \text{ А};$$

$$i_{уд} = 19,1 \text{ кА} < i_{пр.с} = 50 \text{ кА};$$

$$B_{к} = 4,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} < B_{к.выкл} = 28 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока ТОГФ-110-0,5S-80/5 УХЛ1 проверен и выбран верно.

Затем определим вторичную нагрузку подобранного ТТ.

В таблицу 11 запишем вторичную нагрузку ТТ.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Аппарат	Тип	Нагрузка на фазы		
		А	В	С
Амперметр	АВЭМ-7	0,8	0,8	0,8
Ваттметр	СР3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ3021-1	0,5	0,5	0,5
Счётчик активной и реактивной мощности	СЕ303 S31	2,5	2,5	2,5
Итого		4,3	4,3	4,3

Рассчитаем сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2} \quad (31)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \quad (32)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность прибора, ВА;

$I_2$  – вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{к}} = 0,1$  Ом – сопротивление контактов;

$Z_{2\text{ном}} = 1,2$  Ом – полное сопротивление вторичной нагрузки.

$$R_{\text{приб}} = \frac{4,3}{5^2} = 0,172 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,172 - 0,1 = 0,928 \text{ Ом}.$$

Принимаем длину соединительных проводов 65 м с медными жилами.

«Расчёт сечения проводов» [1]:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} \quad (33)$$

где  $\rho = (0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2)/\text{м}$  – удельное сопротивление меди;

$L$  – длина жилы, м;

$R$  – сопротивление жилы, Ом.

$$S = \frac{0,0175 \cdot 65}{0,982} = 1,2 \text{ мм}^2.$$

Для вторичной цепи ТТ возьмём медные провода с сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

#### 5.4 Выбор трансформаторов напряжения

К рассмотрению примем газонаполненный однофазный заземляемый трансформатор напряжения на напряжение 110 кВ. Выполним проверку для обеспечения надёжной работы.

В таблицу 12 запишем вторичную нагрузку ТН.

Таблица 12 – Информация по вторичной нагрузке трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Число	Мощность $S$ , ВА
Межфазный вольтметр	СВ3021-250-3	2	5,3
Ваттметр	СР3021	24	4,8
Варметр	СТ3021-1	24	4,8
Счётчик активной и реактивной мощности	СЕ303 S31	24	25
Итого		74	39,9

К установке примем трансформатор напряжения ЗНОГ-М-110-1 УХЛ1.

#### 5.5 Выбор ограничителя перенапряжения

Принимаем ОПН-110 УХЛ1.

## 5.6 Выбор шин

В качестве шин ОРУ приняты жёсткие шины типа ОЖК-110-575-УХЛ1.

Выполним ряд проверок по условиям выбора шин на стороне ВН.

Проверка по нагреву током максимального режима.

$$I_{\max} = 44,3\text{А} < I_{\text{дл.дон}} = 415 \text{ А}$$

где  $I_{\text{дл.дон}}=415 \text{ А}$  – длительно допустимый ток шины из сплава 1915Т.

Проверка по термической стойкости.

Сечение трубчатой шины по формуле:

$$S_{\text{сеч}} = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} \quad (34)$$

где  $D = 0,03 \text{ м}$  – наружный диаметр трубчатой шины;

$d=0,026 \text{ м}$  – внешний диаметр трубчатой шины.

$$S_{\text{сеч}} = \frac{\pi \cdot (30^2 - 2,6^2)}{4} = 176 \text{ мм}^2.$$

Минимально-допустимое сечение трубчатой шины:

$$S_{\text{сеч.мин}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T} \quad (35)$$

где  $C_T=66 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$  – коэффициент термической стойкости

$$S_{\text{сеч.мин}} = \frac{\sqrt{42000000}}{66} = 98,2 \text{ мм}^2.$$

Проверка на условие термической стойкости:

$$S_{сеч} = 176 \text{ мм}^2 \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = 98,2 \text{ мм}^2.$$

Проверка по электродинамической стойкости.

Произведём расчёт электродинамической стойкости шин длиной пролёта  $l=6$  м.

Момент инерции поперечного сечения шины равен:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64} \quad (36)$$

$$J = \frac{\pi \cdot (0,03^4 - 0,026^4)}{64} = 1,7 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Момент сопротивления шин найдём с помощью формулы:

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} \quad (37)$$

$$W = \frac{\pi \cdot (0,03^4 - 0,026^4)}{32 \cdot 0,03} = 1,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Масса шины на единицу длины найдём с помощью формулы:

$$m = l \cdot s \cdot \rho \quad (38)$$

$$m = 1 \cdot 0,000176 \cdot 2770 = 0,45 \text{ кг/м}$$

где  $l$  – длина трубчатой шины, м;

$\rho = 2770 \text{ кг/м}^3$  – плотность сплава алюминия;

Частота собственных колебаний шины составит:

$$f_1 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} \quad (39)$$

где  $E = 7 \cdot 10^8$  Па - модуль упругости;

« $r_l = 3,14$  – поправочный коэффициент трубчатой шины» [31].

$$f_1 = \frac{3,14^2}{2 \cdot \pi \cdot 6^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1,7 \cdot 10^{-8}}{0,45}} = 2,24 \text{ Гц.}$$

В нашем случае  $f_l = 2,24 \text{ Гц} \leq 30 \text{ Гц}$ , механического резонанса при КЗ не возникнет.

«Максимальная сила, действующая на расчётную фазу» [34]:

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{yd}^2) \cdot k_\phi \cdot k_{расп} \quad (40)$$

где  $k_{расп} = 1$  - коэффициент, взаимного расположения проводников;

$a = 2$  м - расстояние между осями проводников;

$k_\phi = 1$  – коэффициент формы.

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{2} \cdot 6 \cdot (19000^2) \cdot 1 \cdot 1 = 188 \text{ Н.}$$

Максимальное механическое напряжение в шине составит:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W} \cdot \eta \quad (41)$$

где  $\lambda = 8$  - коэффициент, зависящий от шин, взят из [4];

$\eta = 0,55$  - коэффициент динамической нагрузки.

$$\sigma_{\max} = \frac{188 \cdot 6}{8 \cdot 1,4 \cdot 10^{-6}} \cdot 0,55 = 5,54 \cdot 10^7 \text{ Па} = 55,4 \text{ МПа.}$$

Допустимое напряжение в материале жёстких шин:

$$\sigma_{\text{дон}} = 0,7 \cdot \sigma_p \quad (42)$$

где  $\sigma_p = 318 \cdot 10^6$  Па - минимальное значение временного сопротивления разрыву.

$$\sigma_{\text{дон}} = 0,7 \cdot 318 = 222,6 \text{ МПа.}$$

Проверка первого условия электродинамической стойкости:

$$\sigma_{\text{max}} = 55,4 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{дон}} = 222,6 \text{ МПа.}$$

Максимальная действующая нагрузка на шинную опору при трехфазном КЗ:

$$F_{\text{расч}} = \sigma_{\text{max}} \cdot l \cdot \lambda \cdot W \quad (43)$$

$$F_{\text{расч}} = 5,54 \cdot 10^7 \cdot 6 \cdot 8 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 3,2 \text{ Н.}$$

Допустимая разрушающая сила на изгиб:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр.сум}} \quad (44)$$

где  $F_{\text{разр.сум}} = 10$  кН – минимальная разрушающая сила на изгиб.

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН.}$$

Проверка второго условия электродинамической стойкости:

$$F_{\text{расч}} = 3,2 \text{ кН} < F_{\text{дон}} = 6 \text{ кН.}$$

Проверка по условию коронирования.

Наружный радиус шины:

$$r_0 = D / 2 \quad (45)$$

$$r_0 = 0,03 / 2 = 0,015 \text{ м} = 1,5 \text{ см.}$$

Среднегеометрическое расстояние между шинами:

$$A_{cp} = 1,26 \cdot a \quad (46)$$

$$A_{cp} = 1,26 \cdot 2 = 2,52 \text{ м} = 252 \text{ см.}$$

Наибольшая напряжённость электрического поля у поверхности шин:

$$E_{\max} = \frac{0,85 \cdot U_{\text{раб.макс}}}{r_0 \cdot \ln \frac{A_{cp}}{r_0}} \quad (47)$$

$$E_{\max} = \frac{0,85 \cdot 126}{1,5 \cdot \ln \frac{252}{1,5}} = 13,9 \text{ кВ/см.}$$

Также для проверки по условию коронирования необходимо найти значение начальной критической напряжённости, по формуле:

$$E_{\max} = 24,5 \cdot b \cdot \left( 1 + \frac{0,65}{(b \cdot r_0)^{0,38}} \right) \quad (48)$$

где  $b = 1,1036 \text{ Па/}^\circ\text{С}$  относительная плотность воздуха при  $20 \text{ }^\circ\text{С}$ .

$$E_{\max} = 24,5 \cdot 1,1036 \cdot \left( 1 + \frac{0,65}{(1,1036 \cdot 1,5)^{0,38}} \right) = 41,4 \text{ кВ/см.}$$

Выбранные шины типа ОЖК-110-575 соответствуют всем основным условиям.

### 5.7 Выбор изоляторов

В качестве устанавливаемых опорных изоляторов будет использован опорный изолятор марки ОСК-10-110-Б-УХЛ1.

Найдём нагрузку на изолятор расчётную при трехфазном КЗ:

$$F_{рас}^{(3)} = 0,53 \cdot \beta \cdot F_{max}^{(3)} \quad (49)$$

где « $\beta=1$  - коэффициент формы шинной конструкции» [19].

$$F_{рас}^{(3)} = 0,53 \cdot 1 \cdot 174 = 92 \text{ Н.}$$

Также найдём допустимую нагрузку на головку изолятора при изгибе шины.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{h_{уз}}{H_{уз}} \quad (50)$$

где « $H_{уз}=1,11$  м - расстояние от опасного сечения изолятора до центра тяжести шины с учётом шино-держателя» [35];

$h_{уз}=0,966$  м - расстояние от сечения изолятора до его вершины;

$F_{разр}=10000$  Н - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 \cdot \frac{0,966}{1,11} = 5222 \text{ Н.}$$

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 92Н \leq F_{дон} = 5222 \text{ Н.}$$

Изолятор прошёл проверку.

Вывод: выбрано электрическое оборудование, необходимое для установки на понизительной подстанции «Южная», путём выбора электрического оборудования и сравнения его характеристик с минимально-допустимыми значениями, полученными в ходе расчётов.

На стороне высокого напряжения к установке на ПС принято:

- «ВГТ-110-40-1000 УХЛ1 – выключатель высоковольтный» [5];
- «РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1 – разъединитель» [6];
- «ТОГФ-110-0,5S-80/5 УХЛ1 – токовые трансформаторы» [5];
- «ЗНОГ-М-110-1 УХЛ1 – напряжения трансформаторы» [5];
- «ОПН-110 УХЛ1 – ограничитель перенапряжения» [7];
- «ОЖК-110-575-УХЛ1 – ошиновка жёсткая» [8];
- «ОСК-10-110-Б-УХЛ1 – изолятор опорный» [9].

## **6 Выбор оборудования для установки на подстанции стороне НН**

Прежде чем приступить к непосредственному выбору оборудования, которое в дальнейшем будет эксплуатироваться на подстанции на НН, необходимо определиться с способом установки электрооборудования на подстанции. Как известно существует несколько видов распределительных устройств: сборное распределительное устройство, комплексное распределительное устройство (КРУ) и комплексное распределительное устройство наружное (КРУН).

Приборы и оборудование сборных РУ поставляется на ПС «россыпью» и монтируется в ячейки на месте использования. Плюсом данного вида распределительного устройства являются низкие затраты при ремонте электрооборудования ячеек, поскольку каждый повреждённый элемент можно заменить отдельно. Минусами представленного вида РУ являются - значительные сроки монтажа и низкие показатели надёжности.

КРУ являются ячейки, с компактно интегрированным электрооборудованием. Данные распределительные устройства полностью изготавливаются и собираются в заводских условиях, благодаря чему обеспечивается высокая надёжность работы электрооборудования. На месте ПС данные РУ лишь монтируются. Благодаря высокой плотности монтажа оборудования внутри шкафа, конечное изделие имеет существенно меньшие габариты по сравнению с электроустановкой, собранной из отдельных компонентов. Также плюсом КРУ является возможность оперативной замены модулей.

КРУН представляет собой шкафы с коммутационными аппаратами, приборами измерения и другими вспомогательными устройствами, расположенных в металлоконструкции. Преимуществом данного РУ является отсутствие в необходимости строительства сооружения для расположения в нём низковольтного распределительного электрооборудования.

Установка сборных распределительных устройств на подстанции «Южная» не целесообразна, по причине их низкой надёжности, и увеличение сроков реконструкции.

Поскольку ремонт здания, используемого на ПС в роли ЗРУ, потребует незначительных финансовых затрат, в отличии от сноса, ныне стоящего ЗРУ и установки КРУН, в качестве распределительного устройства на стороне НН будут применены КРУ.

Выбранное электрическое оборудование, монтируемое в КРУ, должно соответствовать условиям эксплуатации.

### 6.1 Выбор выключателей

В качестве потенциально используемого выключателя выберем вакуумный унифицированный выключатель с пружинномоторным приводом, на напряжение 6 кВ, с номинальным током отключения 1000 А, током отключения номинальным равным 20 кА.

Расчётный ток продолжительного режима с учётом 40% перегрузки (27):

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 808,3 \text{ А.}$$

Допустимо возможное значение апериодической составляющей тока КЗ (28):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,3 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,03}} = 1,42 \text{ кА.}$$

Значение термической стойкости при возникновении КЗ (29):

$$B_k = 5,3^2 \cdot (0,05 + 0,03) = 2 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Характеристики с сайта-производителя «ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/1000 УХЛ2:

- номинальное напряжение:  $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ ;
- номинальный ток:  $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ ;
- номинальный ток отключения:  $I_{откл.норм} = 20 \text{ кА}$ ;
- номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:  $i_{a.ном} = 5,7 \text{ кА}$ ;
- начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания:  $I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$ ;
- ток электродинамической стойкости:  $i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$ ;
- термическая стойкость при возникновении КЗ:  $B_{к.выкл} = 21 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ »

[25].

Проверка на соответствие условиям работы:

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 808,3 \text{ А} < I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{по}^{(3)} = 5,3 \text{ кА} < I_{откл.норм} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{a.т} = 1,42 \text{ кА} < i_{a.ном} = 5,7 \text{ кА};$$

$$I_{по}^{(3)} = 5,3 \text{ кА} < I_{пр.с} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 13,5 \text{ кА} < i_{пр.с} = 50 \text{ кА};$$

$$B_k = 2 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} < B_{к.выкл} = 21 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Поскольку выбранный высоковольтный выключатель подходит по перечисленным условиям, к установке на подстанции «Южная» принимаем высоковольтный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/1000 УХЛ2.

## 6.2 Выбор трансформаторов тока

В качестве потенциально используемого ТТ выберем опорный трансформатор тока с литой изоляцией для КРУ на напряжение 6 кВ с номинальными первичным и вторичным токами 50 А и 5 А соответственно.

Для определения пригодности выбранного трансформатора тока поведём проверку на прохождение по условиям. Помимо имеющихся рассчитанных значений, также необходимо рассчитать максимальный ток в цепи трансформатора по формуле (30):

$$I_{\max} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 577,4 \text{ А.}$$

Характеристики с сайта-производителя «ТОЛК-6-800/5 УХЛ2:

- номинальное напряжение:  $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ ;
- номинальный ток:  $I_{ном} = 800 \text{ А}$ ;
- номинальный ток отключения:  $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$ ;
- термическая стойкость при возникновении КЗ:  $B_{к.выкл} = 21 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$ »

[26].

Выполним проверку выбранного оборудования на соответствие необходимым условиям с помощью рассчитанных данных и данных с сайта-производителя:

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 577 \text{ А} < I_{ном} = 800 \text{ А};$$

$$i_{уд} = 13,5 \text{ кА} < i_{пр.с} = 50 \text{ кА};$$

$$B_{к} = 2 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} < B_{к.выкл} = 20 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Трансформатор тока ТОЛК-6-800/5 УХЛ2 проверен и выбран верно.

Затем определим вторичную нагрузку выбранного ТТ.

В таблицу 15 запишем вторичную нагрузку ТТ.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА на фазы		
		А	В	С
Амперметр	АВЭМ-7	0,8	0,8	0,8
Ваттметр	СР3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ3021-1	0,5	0,5	0,5
Счётчик	СЕ303 S31	2,5	2,5	2,5
Итого		4,3	4,3	4,3

Рассчитаем сопротивление приборов по формулам (31) и (32):

$$R_{\text{приб}} = \frac{4,3}{5^2} = 0,172 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,172 - 0,1 = 0,928 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 65 м с медными жилами.

Расчёт сечения проводов по формуле (33):

$$S = \frac{0,0175 \cdot 65}{0,982} = 1,2 \text{ мм}^2.$$

Для вторичной цепи ТТ возьмём медные провода с сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

### 6.3 Выбор трансформаторов напряжения

В качестве потенциально используемого ТН примем ЗНОЛП-НТЗ-6-6000/100/ $\sqrt{3}$ УХЛ2. Выполним проверку по обеспечению надёжности работы.

В таблицу 16 запишем вторичную нагрузку ТН.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка ТН

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Межфазный вольтметр	СВ3021-250-3	2	5,3
Ваттметр	СР3021	24	4,8
Варметр	СТ3021-1	24	4,8
Счётчик активной и реактивной мощности	СЕ303 S31	24	25
Итого		74	39,9

К установке принимаем трансформатор напряжения ЗНОЛП-НТЗ-6-6000/100/ $\sqrt{3}$  УХЛ2.

### 6.4 Выбор ограничителя перенапряжения

Принимаем ОПН-6 УХЛ1

### 6.5 Выбор шин

В качестве шин ОРУ приняты алюминиевые шины типа АД31.

Проверка по допустимому току.

Определим максимальный допустимый ток:

$$I_{\text{доп.маx}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot K_{\theta} \quad (51)$$

где  $I_{\text{дл.дон}}=1150$  А – показатель плоской алюминиевой шины 0,8 м на 0,06 м, при установке одной полосы на фазу.

« $k_{\theta}=1,15$  – поправочный коэффициент при уровне температуры в ЗРУ равном  $10^{\circ}\text{C}$  и фактической температуре окружающей среды  $25^{\circ}\text{C}$ » [32].

$$I_{\text{дон.макс}} = 1150 \cdot 1,15 = 1322,5 \text{ А.}$$

После чего выполним проверку по условию максимального допустимого тока:

$$I_{\text{макс}} = 808,3 \text{ А} < I_{\text{дон.макс}} = 1322,5 \text{ А.}$$

Проверка по термической стойкости.

Найдём значение минимально допустимого сечения шины:

$$S_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (52)$$

где  $C_T=95$  – коэффициент термической стойкости для алюминиевых шин.

$$S_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{2 \cdot 10^6}}{95} = 14,9 \text{ мм}^2.$$

Проверим соответствие шин условию термической стойкости:

$$S_{\text{мин}} = 14,9 \text{ мм}^2 \leq S_{\text{сеч}} = 480 \text{ мм}^2.$$

где  $S_{\text{сеч}}$  – сечение выбранных шин,  $\text{мм}^2$ .

Проверка по механической прочности.

Найдём значение момента инерции шин прямоугольного сечения при горизонтальном расположении в плоскости.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (53)$$

где  $h=6$  см – ширина шины;

$b=1$  см – толщина шины.

$$J = \frac{1 \cdot 6^3}{12} = 18 \text{ см}^4.$$

Вычислим пролёт между полосами шин:

$$L < \sqrt{\frac{125,2}{f_0} \sqrt{\frac{J}{S_{сеч}}}} \quad (54)$$

где  $f_0=200$  Гц – показатель частоты, при которой будет исключен механический резонанс.

$$L < \sqrt{\frac{125,2}{200} \sqrt{\frac{1800}{480}}} = 0,88 \text{ м.}$$

Расстояние между полосами шин примем равной  $L=1$  м.

Также найдём момент сопротивления шины по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (55)$$

$$W = \frac{1 \cdot 6^2}{6} = 6 \text{ см}^3.$$

Далее вычислим расчётное механическое напряжение при трёхфазном КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(i_{yd})^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (56)$$

где  $a=0,5$  м – принятое расстояние между соседними фазами;

$l=1,5$  мм – длина шины.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(13,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 8^2}{6 \cdot 0,5} = 67,3 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если:

$$\sigma_{расч} = 67,3 \text{ МПа} \leq \sigma_{дон} = 89 \text{ МПа.}$$

где  $\sigma_{дон}=89$  МПа – допустимое механическое напряжение в материале шин.

Поскольку при сечении шин более 50 мм коронирования на стороне НН не происходит, а в нашем случае сечение шин составляет 480 мм, проверку на коронирования производить не нужно.

Выбранные алюминиевые шины марки АД31 (технические алюминий, обработанный давлением) соответствуют всем основным условиям.

## 6.6 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов

Для установки выбираем опорный изолятор типа СА-3/6 УЗ УХЛ1.

Рассчитаем допустимую нагрузку на головку опорного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} \quad (57)$$

где  $F_{разр}=3750$  Н – разрушающая нагрузка на изгиб;

$H_{из}=0,06$  см – высота изолирующего слоя;

$H=0,1$  см – высота изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 2000 \cdot \frac{0,06}{0,1} = 750 \text{ Н.}$$

Выполним определение расчётной разрушающей нагрузки на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{(i_{уд})^2 \cdot l_{из}}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \quad (58)$$

где  $l_{из}= 1$  м – длина пролёта;

$k_{\phi}=1$  – коэффициент формы;

$k_{расч}=1$  – коэффициент распределения;

$a=0,5$  м – принятое расстояние между фазами.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(5,3 \cdot 10^3)^2 \cdot 1}{0,5} \cdot 1 \cdot 1 = 10 \text{ Н.}$$

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 10 \text{ Н} \leq F_{дон} = 750 \text{ Н.}$$

Изолятор прошёл проверку.

Выбор проходных изоляторов

Для установки выбираем опорный изолятор типа ИОР-6-3,75 УХЛ2.

Рассчитаем допустимую нагрузку на головку опорного изолятора:

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

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

Выполним определение расчётной разрушающей нагрузки на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot 10^{-7} \frac{(i_{уд})^2 \cdot l_{из}}{a} \quad (60)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(5,3 \cdot 10^3)^2 \cdot 1}{0,5} = 3 \text{ Н.}$$

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 3 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н.}$$

Изолятор прошёл проверку и является электродинамически устойчивым.

## 6.7 Выбор кабелей

На подстанции «Южная» своевременно проводят осмотр состояния кабелей и проверяют целостность изоляции проводов, наличия утечки электрического тока.

Целостность кабельных линий на стороне 6 кВ не нарушена. Значение токов утечки и коэффициента асимметрии находятся в допустимых пределах.

Допустимые значения для проводов 6 кВ:

– «утечки токов 0,2 – 0,3 мА» [33];

– коэффициента асимметрии 8.

Кабели на стороне низкого напряжения допускаются к дальнейшей эксплуатации.

Вывод: выбрано электрическое оборудование, необходимое для установки на понизительной подстанции «Южная», путём выбора электрического оборудования и сравнения его характеристик с минимально-допустимыми значениями, полученными в ходе расчётов.

На стороне низкого напряжения к установке на ПС принято:

- «ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/1000 УХЛ2 – выключатель высоковольтный» [25];
- «ТОЛК-6-800/5 УХЛ2 – токовые трансформаторы» [26];
- «ЗНОЛП-НТЗ-6-6000/100/ $\sqrt{3}$  УХЛ2 – напряжения трансформаторы» [10];
- «ОПН-6 УХЛ1 – ограничитель перенапряжения» [9];
- «АД31 – шина алюминиевая» [11];
- «СА-3/6 У3 УХЛ1 – изолятор опорный» [12];
- «ИОР-6-3,75 УХЛ2 – изолятор проходной» [13].

## 7 Выполнение релейной защита

На ПС предусматривается релейная защита.

«Основными защитами для силового трансформатора служат две обязательные защиты следующего типа:

- газовая защита;
- дифференциальная защита.

Так же дополнительно на силовых трансформаторах может использоваться максимальная токовая защита и защита нулевой последовательности, но только в том случае, когда нейтраль силового трансформатора заземлена» [19].

«Для защиты линий, шин и ошинок от повреждений (возникновение КЗ) применяют:

- токовые отсечки,
- максимальная токовая защита с выдержкой времени.

Так же отдельно для защиты шин ошинок может использоваться дифференциальная токовая отсечка» [21].

### 7.1 Расчёт общих уставок

В качестве устройства, защищающего подстанцию от КЗ будет рассмотрена и принята взят РЗ «СИРИУС-Т», это многофункциональное и надёжное устройство.

Выполним вычисление дифференциальной защиты трансформатора.

Средние номинальные токи ТТ на стороне ВН и НН:

$$I_{1ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (61)$$

$$I_{1НН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} \quad (62)$$

$$I_{1BH} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6 \text{ А}$$

$$I_{1BH} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 551,1 \text{ А.}$$

Определение коэффициента трансформации ТТ:

$$k_{TA1} = \frac{1,4 \cdot I_{1BH} \cdot k_{cxBH}}{5} \quad (63)$$

$$k_{TA2} = \frac{1,4 \cdot I_{1HH} \cdot k_{cxHH}}{5} \quad (64)$$

где  $k_{cxBH} = \sqrt{3}$  – коэффициент схемы ТТ, со схемой вторичной обмотки Д;

$k_{cxHH} = 1$  – коэффициент схемы ТТ, со схемой вторичной обмотки У.

$$k_{TA1} = \frac{1,4 \cdot 31,6 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{76,6}{5}$$

$$k_{TA2} = \frac{1,4 \cdot 551,1 \cdot 1}{5} = \frac{771,5}{5}$$

Выбор стандартных значений коэффициентов трансформации:

$$k_{TA1} = \frac{80}{5} = 16$$

$$k_{TA2} = \frac{800}{5} = 160$$

Расчёт вторичных токов в плечах защиты:

$$I_{2BH} = \frac{k_{cxBH}}{k_{TA1}} \cdot I_{1BH} \quad (65)$$

$$I_{2HH} = \frac{k_{cxHH}}{k_{TA2}} \cdot I_{1HH} \quad (66)$$

$$I_{2BH} = \frac{\sqrt{3}}{16} \cdot 31,6 = 3,421 \text{ А}$$

$$I_{2BH} = \frac{1}{160} \cdot 551,1 = 3,444 \text{ А.}$$

В таблицу 17 запишем расчёт общих уставок.

Таблица 17 – Расчёт общих уставок

Рассчитываемый параметр	Расшифровка	ВН силового трансформатора	НН, силового трансформатора
Номинальный ток (первичный), А	$I_1$	31,6	551,1
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_T$	80/5	800/5
Схемы соединения ТТ	Треугольник – Д Звезда – У	Д	У
Расчётный вторичный ток, протекающий в плечах защиты, А	$I_2$	3,421	3,444
Размах регулировки напряжения под нагрузкой (РПН), %	$\Delta U$	10	

## 7.2 Расчёт дифференциальной защиты (ДЗТ-11)

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броскового тока:

$$I_{CP.3} = 1,5 \cdot I_{1BH} \quad (67)$$

$$I_{CP.3} = 1,5 \cdot 31,6 = 47,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{k_{сxBH}}{k_{TA1}} \cdot I_{CP.3} \quad (68)$$

$$I_{CP.P} = \frac{\sqrt{3}}{16} \cdot 47,4 = 5,1 \text{ А.}$$

Определение числа витков обмоток ТТ на неосновной стороне ВН:

$$w_{неосн.расч} = \frac{F_{CP.P}}{I_{CP.P}} \quad (69)$$

где  $F_{CP.P} = 100$  А – магнитодвижущая сила срабатывания реле ДЗТ-11.

$$w_{неосн.расч} = \frac{100}{5,1} = 19,6 \text{ шт}$$

Округляем до ближайшего целого числа:

$$w_{осн} = 20 \text{ шт.}$$

Определение числа витков обмоток ТТ на основной стороне НН:

$$w_{осн.расч} = w_{неосн.расч} \cdot \frac{I_{2ВН}}{I_{2НН}} \quad (70)$$

$$w_{неосн.расч} = 20 \cdot \frac{3,421}{3,444} = 19,9 \text{ шт.}$$

Округляем до ближайшего целого числа:

$$w_{осн} = 20 \text{ шт.}$$

Нахождение значения максимального тока небаланса:

$$I_{НБ} = I_{НБ}^{\text{III}} + I_{НБ}^{\text{I}} + I_{НБ}^{\text{II}} =$$

$$= k_n \cdot k_{одн} \cdot \frac{f(\%)}{100} \cdot I_{K(K-1)\max}^{(3)} + I_{HB}^{\Pi} = \frac{\Delta U}{100} \cdot I_{K(K-1)\max}^{(3)} + \left| \frac{w_{осн} - w_{осн.расч}}{w_{осн}} \right| \cdot I_{K(K-1)\max}^{(3)} \quad (71)$$

где  $\Delta U = 10\%$  – диапазон регулирования РПН;

$f(\%) = 0,05$  – точность ТТ;

$I_{K(K-1)\max}^{(3)} = 243$  А – максимальный ток внешнего КЗ;

$k_n = 1$  – коэффициент переходного режима;

$k_{одн} = 1$  – коэффициент однотипности ТТ.

$$I_{HB} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{5}{100} \cdot 243 + \frac{10}{100} \cdot 243 + \left| \frac{20 - 19,9}{20} \right| \cdot 243 = 60,8 \text{ А.}$$

Определение числа витков тормозной обмотки:

$$w_T \geq \frac{1,5 \cdot I_{HB.\max} \cdot w_{осн.расч} \cdot \left( \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)}{I_T \cdot tg \alpha} \quad (72)$$

где  $I_T = 2410$  А – тормозной ток внешнего КЗ.

$$w_T \geq \frac{1,5 \cdot 60,8 \cdot 19,9 \cdot \left( \frac{115}{6,6} \right)}{2410 \cdot 0,75} = 17,5$$

Принимаем ближайшее стандартное число витков тормозной обмотки:

$$w_{осн} = 18 \text{ шт.}$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K(K-1)\text{min}}}{I_{\text{с.з}}} \quad (73)$$

где  $I_{K(K-1)\text{max}}^{(3)} = 230$  А - максимальный ток внешнего КЗ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{230}{47,4} = 4,2 > 2.$$

Поскольку представленная защита проходит по чувствительности, принимаем к установке ДЗТ-11. Её параметры запишем в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчёт ДЗТ-11

Показатель	Данные
Ток срабатывания защиты, А	47,4
Число витков обмотки на стороне ВН, шт	20
Число витков обмотки на стороне НН, шт	20
Ток небаланса, А	60,8
Число витков тормозной обмотки, шт	18

Вывод: выполнена релейная защита путём вычисления общих уставок, полученные значения которых занесены в таблицу 17 и расчёта значений дифференциальной защиты трансформатора ДЗТ-11, рассчитанные величины которого занесены в таблицу 18.

## 8 Оперативный ток на подстанции «Южная»

Поскольку на подстанции необходима автономная работа её систем, на ПС «Южная» используются аккумуляторные батареи в качестве оперативного тока. Данный вид источника тока оперативного имеет внушительный срок службы, при этом имея достаточную надёжность.

Батареи находятся в режиме постоянной подзарядки, за счёт зарядно-подзарядных устройств на случай возникновения каких-либо аварий.

Аккумуляторные батареи, пребывающие в эксплуатации на ПС «Южная», согласно требованиям, своевременно проходят проверки и техническое обслуживание. АКБ на ПС «Южная», находятся в исправном состоянии и не требуют замены. Принято решение произвести сравнение необходимой ёмкости АКБ и фактической ёмкости АКБ, расположенных на подстанции.

$$C_n=43256 \text{ А}\cdot\text{ч} < C_{AB}=48613 \text{ А}\cdot\text{ч}$$

где  $C_n$  – необходимая ёмкость аккумуляторных батарей, А·ч;

$C_{AB}$  – ёмкость аккумуляторных батарей, А·ч.

Решено оставить АКБ установленные на подстанции на данный момент, поскольку ёмкости данных аккумуляторных батарей достаточно для питания релейной защиты и прочей аппаратуры.

Вывод: в качестве оперативного тока на подстанции выбран постоянный ток, источником которого будут служить аккумуляторные батареи. В связи с подходящей ёмкостью и достаточного для дальнейшей эксплуатации технического состояния, принято решение оставить имеющиеся аккумуляторные батареи.

## 9 Питание собственных нужд на подстанции «Южная»

В качестве значений мощности, потребляемой собственными нуждами, приняты значения, имеющиеся на данный момент на подстанции «Южная».

В таблицу 19 запишем собственные нужды подстанции «Южная».

Таблица 19 – Собственные нужды подстанции «Южная»

Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт
Подогрев Шкафов КРУ	1,5
Подогрев выключателей	1,6
Подогрев приводов разъединителей, отделителей и короткозамыкателей	0,9
Подогрев релейного шкафа	1,8
Стойки телемеханика, шкафа связи и управления	3,1
Отопление помещений	9,4
Зарядно–подзарядная аппаратура	28,8
Освещение открытой части ПС	6,3
Освещение помещений ПС	5,7
Аварийное освещение	3
Итого	62,1

Определим реактивная мощность собственных нужд суммарную:

$$\sum Q_{сн} = tg\phi \cdot \sum P_{сн} \quad (74)$$

где «коэффициент мощности принят  $tg\phi=0,6974$ » [29].

$$\sum Q_{сн} = 0,6974 \cdot 62,1 = 43,3 \text{ квар.}$$

Тогда полная мощность собственных нужд составит:

$$S_{сн} = \sqrt{(\sum Q_{сн})^2 + (\sum P_{сн})^2} \quad (75)$$

$$S_{сн} = \sqrt{43,3^2 + 62,1^2} = 75,7 \text{ кВА.}$$

Тогда, учитывая коэффициент загрузки, расчётная мощность ТСН:

$$S_{мсн} = k_z \cdot S_{сн} \quad (76)$$

где « $k_c=0,8$  – коэффициент спроса» [29].

$$S_{мсн} = 0,8 \cdot 75,7 = 60,6 \text{ кВА.}$$

Для питания собственных нужд к установке принимаем два трансформатора по 63 кВА марки ТМГ33.

На данный момент на подстанции работают один новый и один старый трансформаторы. По причине того, что мощность данных трансформаторов совпадает с необходимой к установке, принято решение оставить в эксплуатации недавно заменённый ТСН и заменить второй, устаревший ТСН.

Вывод: на подстанции «Южная» находится оборудование, для которого необходимо использование трансформаторов собственных нужд. По величине рассчитанной нагрузки, определено, что трансформатор, который будет запитывать собственные нужды должен обладать мощностью равной  $S_{ТСН}=63$  кВА. На подстанции в настоящее время работают один новый и один старый трансформаторы. По причине того, что мощность данных трансформаторов совпадает с необходимой к установке, принято решение оставить в эксплуатации недавно заменённый ТСН и заменить второй, устаревший ТСН.

## 10 Расчёт заземления ПС

Произведём расчёт допустимого напряжения прикосновения.

Найдём время воздействия тока КЗ на человека:

$$\tau = t_{p.з} + t_{o.в} \quad (77)$$

где  $t_{p.з}$  – длительность срабатывания РЗ, с;

$t_{o.в}$  – длительность полного отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Рассчитываем коэффициент напряжения прикосновения из выражения:

$$k_{H.П} = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_B \cdot L_{Г}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (78)$$

где  $M=0,5$  – коэффициент, зависящий от сопротивления грунта;

$L_{Г}=2000$  м – суммарная длина горизонтальных заземлителей;

$l_в=5$  м – длина заземлителя вертикального;

$a=5$  м – среднее расстояние между вертикальными заземлителями;

$n_в=40$  шт – количество вертикальных электродов;

$B=0,9$  – коэффициент человеческого сопротивления;

$S = 5060$  м<sup>2</sup> – площадь подстанции.

$$k_{H.П} = \frac{0,5 \cdot 0,9}{\left( \frac{5 \cdot 2000}{5 \cdot \sqrt{5060}} \right)^{0,45}} = 0,1$$

Также найдём напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{пред.доп}}{k_{Н.П}} \quad (79)$$

Где  $U_{пред.доп}=400$  В – максимальное напряжение прикосновения.

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В.}$$

«Поскольку полученное значение не превышает 10 кВ, оно является допустимым» [30].

«Наиболее рациональное использование вертикальных электродов достигается при их размещении по периметру заземлителя» [3]:

Определим общую длина заземлителей вертикальных:

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (80)$$
$$L_B = 5 \cdot 57 = 285 \text{ м.}$$

Коэффициент заземления:

$$A = 0,44 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при} \quad 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{5060}} = 0,077 < 0,1 \quad (81)$$

где  $t=0,5$  м – глубина заложения заземлителя.

$$A = (0,44 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{5060}}) = 0,38$$

После этого выполним вычисление сопротивления заземлителя:

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B} \quad (82)$$

где « $p_{bc}=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  – поверхностное сопротивление грунта» [28].

$$R = 0,38 \cdot \frac{100}{\sqrt{5060}} + \frac{100}{2000 + 285} = 0,58 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземляющего устройства с учётом естественного заземления:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} \quad (83)$$

Где  $R_e=1,5 \text{ Ом}$  – приближенное сопротивление естественных заземлителей.

$$R_3 = \frac{0,58 \cdot 1,5}{0,58 + 1,5} = 0,42 \text{ Ом.}$$

«Для нормальной защиты заземляющего устройства сопротивление заземляющего устройства должно быть меньше значения  $R_{3,доп}$ » [20]:

$$R_3 = 0,42 \text{ Ом} \leq R_{3,доп} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Вывод: рассчитаны значения, которыми должны обладать заземляющие устройства, принимаемые для эксплуатации на понизительной подстанции.

## 11 Молниезащита подстанции

«Здание и сооружение подстанции с достаточной степенью надёжности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний» [23].

На ПС будут эксплуатироваться четыре молниеотвода с высотой  $h = 30\text{м}$  на расстоянии  $L = 30\text{м}$  и желаемой надёжностью защиты 0,99.

«Максимально допустимое расстояние между стержневыми молниеотводами» [15]:

$$L_{\text{макс}} = 4,75 \cdot h \quad (84)$$

$$L_{\text{макс}} = 4,75 \cdot 30 = 142,5 \text{ м.}$$

«Минимальное между стержневыми молниеотводами расстояние» [23]:

$$L_c = 2,5 \cdot h \quad (85)$$

$$L_c = 2,5 \cdot 30 = 75 \text{ м.}$$

«После, найдём высоту вершины конуса стержня молниеотвода» [23]:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (86)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

«При расстоянии между молниепроводами  $L \leq L_c$  граница зоны не имеет провеса ( $h_c = h_0$ )» [23].

«Для расстояний  $L_c \leq L \leq L_{\max}$  высота  $h_c$  определяется по выражению»

[15]:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_0 \quad (87)$$

$$h_c = \frac{172,5 - 60}{172,5 - 75} \cdot 25,5 = 29,5 \text{ м.}$$

«Радиус защиты на уровне земли» [23]:

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (88)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ м.}$$

«Максимальная полуширина зоны защиты на высоте 6 метров от поверхности земли» [23]:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (89)$$

$$r_{cx} = \frac{36 \cdot (25,5 - 6)}{25,5} = 27,5 \text{ м.}$$

«Ширина горизонтального сечения между молниепроводами» [23]:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} \quad (90)$$

$$r_{cx} = \frac{36 \cdot (29,5 - 6)}{29,5} = 28,7 \text{ м.}$$

где  $h_x=6\text{м}$  – высота здания ЗРУ.

«Длина горизонтального сечения на высоте  $h_x < h_e$ » [23]:

$$l_x = \frac{L}{2} \quad (91)$$
$$l_x = \frac{60}{2} = 30 \text{ м.}$$

Рассчитанные результаты занесём в таблицу 21.

Таблица 20 – Значения, полученные в ходе расчётов

Параметр	$L$ , м	$h_0$ , м	$r_0$ , м	$L_c$ , м	$L_{\text{макс}}$ , м	$r_x$ , м	$l_x$ , м	$r_{cx}$ , м
Значение	60	25,5	36	75	142,5	27,5	30	28,7

Вывод: в качестве молниезащиты выбраны четыре стержневых молниеотвода. Рассчитаны необходимые значения (таблица 21), по которым должна выполняться молниезащита объекта.

## Заключение

В предложенной квалификационной выпускной работе продемонстрирована реконструкция и расчёт ПС «Южная».

Оборудование, находящееся в эксплуатации на подстанции «Южная» является технически и морально устаревшим. По причине устаревания оборудования на подстанции возникают многочисленные аварии. Реконструкция элементов электрической части подстанции способствует улучшению характеристик системы и повышению качества электроснабжения потребителей.

Для достижения поставленной цели был выполнен ряд работ:

- по фактическим данным, полученным во время прохождения производственной практики в организации ПАО «Россети Волга», определена максимальная электрическая нагрузки понизительной подстанции. Значение данного показателя составило  $S_{\text{макс}}=8,8$  МВА.
- произведены расчёты по результатам, которых выбраны два силовых трансформатора марки ТМН-6300/110/6. Причиной установки трансформаторов меньшей мощности является достаточно высокое снижение нагрузки потребителей.
- с использованием учебных пособий и исходных данных, в качестве главной электрической схемы на реконструируемой подстанции выбрана схема типа 110 кВ – 4Н, «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [2].
- при расчёте токов КЗ определены величины ударного тока и начальной действующей периодической составляющей тока КЗ на стороне 110 кВ и 6 кВ. Так, на стороне ВН ток ударный равен  $i_{\text{уд}}=19,1$  кА, начальная периодическая тока КЗ получилась равной  $I_{\text{п.о}}=7,5$  кА, а на стороне НН ток ударный равен  $i_{\text{уд}}=13,5$  кА, начальная периодическая тока КЗ получилась равной  $I_{\text{п.о}}=5,3$  кА.

- путём выбора оборудования и сравнения его характеристик с минимально-допустимыми значениями, полученными в ходе расчётов, определены электрические установки, подходящие для эксплуатации на понизительной подстанции «Южная».

На стороне высокого напряжения к установке на ПС принято:

- «ВГТ-110-40-1000 УХЛ1 – выключатель высоковольтный» [5];
- «РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1 – разъединитель» [6];
- «ТОГФ-110-0,5S-80/5 УХЛ1 – токовые трансформаторы» [5];
- «ЗНОГ-М-110-1 УХЛ1 – напряжения трансформаторы» [5];
- «ОПН-110 УХЛ1 – ограничитель перенапряжения» [7];
- «ОЖК-110-575-УХЛ1 – ошиновка жёсткая» [8];
- «ОСК-10-110-Б-УХЛ1 – изолятор опорный» [9].

На стороне низкого напряжения к установке на ПС принято:

- «ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/1000 УХЛ2 – выключатель высоковольтный» [25];
  - «ТОЛК-6-800/5 УХЛ2– токовые трансформаторы» [26];
  - «ЗНОЛП-НТЗ-6-6000/100/ $\sqrt{3}$  УХЛ2 – напряжения трансформаторы» [10];
  - «ОПН-6 УХЛ1 – ограничитель перенапряжения» [9];
  - «АД31 – шина алюминиевая» [11];
  - «СА-3/6 УЗ УХЛ1 – изолятор опорный» [12];
  - «ИОР-6-3,75 УХЛ2 – изолятор проходной» [13].
- выполнена релейная защита путём вычисления общих уставок и расчёта значений дифференциальной защиты трансформатора. К установке приняты ДЗТ-11.
  - в качестве оперативного тока на подстанции выбран постоянный ток, источником которого будут служить аккумуляторные батареи. В связи с подходящей ёмкостью и достаточного для дальнейшей эксплуатации технического состояния, принято решение оставить

аккумуляторные батареи, установленные на подстанции на данный момент.

- на подстанции «Южная» находится оборудование, для которого необходимо использование трансформаторов собственных нужд. По величине рассчитанной нагрузки, определено, что трансформатор, который будет запитывать собственные нужды должен обладать мощностью равной  $S_{ТСН}=63$  кВА. На подстанции в настоящее время работают один новый и один старый трансформаторы. По причине того, что мощность данных трансформаторов совпадает с необходимой к установке, принято решение оставить в эксплуатации недавно заменённый ТСН и заменить второй, устаревший ТСН.
- организованы молниезащита и заземление подстанции. Для заземления, в качестве вертикальных электродов выбраны оцинкованные уголки, а в качестве горизонтальных заземлителей выбраны стальные оцинкованные полосы. В роли молниезащиты выбраны четыре стержневых молниеотвода. Два из которых будут установлены на порталах ввода, а другие два на крыше ЗРУ. Определена зона, которая будет защищена от ударов молний.

## Список используемых источников

1. ГОСТ 721-77-2017. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приёмники электрической энергии [Текст]: Филиал ОАО «СО ЕЭС», 2017. – 72 с.

2. ГОСТ Р 59279-2020. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. М.: Стандартиформ, 2020. – 154 с.

3. Защитное заземление электроустановок [Текст]: учебно-методическое пособие / М.А. Гуськов, А.В. Коробов, А.Е. Вихров, Е.В. Глебова. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – 44 с.

4. Защиты трансформаторов [Текст]: учебное пособие / А.В. Булычев, Е.Н. Иванов, В.С. Осипова. — Чебоксары: институт повышения квалификации специалистов релейной защиты и автоматики, 2023. – 56 с.

5. Каталог. Высоковольтное газонаполненное оборудование [Электронный ресурс]: ЗАО «ЗЭТО» URL: [https\\_\\_\\_zeto.ru\\_wp-content\\_uploads\\_2023\\_05\\_Gazonapolnennoe-oborudovanie-2023.pdf](https___zeto.ru_wp-content_uploads_2023_05_Gazonapolnennoe-oborudovanie-2023.pdf) (дата обращения 22.01.2024).

6. Каталог. Разъединители наружной установки [Электронный ресурс]: ЗАО «ЗЭТО» URL: [https\\_\\_\\_zeto.ru\\_wp-content\\_uploads\\_2021\\_11\\_35-220.pdf](https___zeto.ru_wp-content_uploads_2021_11_35-220.pdf) (дата обращения 22.01.2024).

7. Каталог. Ограничители перенапряжений нелинейные 0,38 – 500 Кв [Электронный ресурс]: ЗАО «ЗЭТО» URL: [https\\_\\_\\_zeto.ru\\_wp-content\\_uploads\\_2021\\_11\\_OPN.pdf](https___zeto.ru_wp-content_uploads_2021_11_OPN.pdf) (дата обращения 22.01.2024).

8. Каталог. Жёсткая ошиновка ОРУ 110 – 750 кВ [Электронный ресурс]: ЗАО «ЗЭТО» URL: [https\\_\\_\\_zeto.ru\\_wp-content\\_uploads\\_2021\\_11\\_ZETO\\_Zh\\_Osh.pdf](https___zeto.ru_wp-content_uploads_2021_11_ZETO_Zh_Osh.pdf) (дата обращения 22.01.2024).

9. Каталог. Полимерные изоляторы [Электронный ресурс]: ЗАО «ЗЭТО» URL: [https\\_\\_\\_zeto.ru\\_wp-content\\_uploads\\_2021\\_11\\_Polimernye\\_izolyatory.pdf](https___zeto.ru_wp-content_uploads_2021_11_Polimernye_izolyatory.pdf) (дата обращения 22.01.2024).

10.Каталог. Трансформаторы для внутренней установки [Электронный ресурс]: «Невский трансформаторный завод «Волохов» URL: КаталогНТЗВолхов.pdf (дата обращения 25.01.2024).

11.Каталог. Шины алюминиевые [Электронный ресурс]: ООО «Электротехмонтаж» URL: <https://www.etm.ru/catalog?searchValue=Шина%20алюминиевая> (дата обращения 25.01.2024).

12.Каталог. Опорные изоляторы [Электронный ресурс]: ООО «Электротехмонтаж» URL: <https://www.etm.ru/catalog?page=1&searchValue=изолятор+опорный>

13.Каталог. Опорные изоляторы [Электронный ресурс]: ООО «Электротехмонтаж» URL: <https://www.etm.ru/catalog?searchValue=изолятор+проходной&page=2&rows=12>

14. Методические рекомендации для определения категорийности потребителей по надёжности электроснабжения [Текст]: методические рекомендации / А.В. Новак, И.А. Кузько. – Москва, 2019. – 16 с.

15. Молниезащита [Текст]: учебно-методическое пособие / О.В. Маслеева, Т.И. Курагина, Т.В. Кирилловых. — Новгород: издано Нижегородским государственным техническим университетом, 2019. — 16 с.

16. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – [Электронный ресурс] URL: [http://elec72.ru/article/pue7/pue7\\_4.html](http://elec72.ru/article/pue7/pue7_4.html) (дата обращения: 01.09.2023).

17. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта [Текст]: учебное пособие / Черненко Ю. В. - Тольятти: ТГУ, 2020. - 88 с.

18. Переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст]: учебник для вузов / И.П. Крючков, В. А. Старшинов, Ю. П Гусев, М. В. Пираторов. – издательство МЭИ. – Москва, 2023. - 176 с.

19 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем [Текст]: Учебное пособие. Полный курс / В. И. Полищук. – Барнаул, 2022. – 92 с.

20 Расчёт защитного заземления [Текст]: методические указания / Б.С. Жапакова. — Бешкек: Издательство Кыргызского университета ИМ. И. Раззакова, 2019. — 13 с.

21. Релейная защита [Текст]: Практикум / О.В.Самолина, В.В.Вахнина. — Тольятти, 2023г. — 58 с.

22. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст]: Б.Н. Неклепаева. — Москва, 2002. — 160 с.

23 СО153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст]: Минэнерго России, 2003.

24 Схемы электрические электростанций и подстанций: Электронная библиотека «УО ГГЭК ИМ. И Счастливого» С.А. Лагута. — Гродно. — [Электронный ресурс] URL: <https://www.hydropower.ru/upload/iblock/258/tpsuum7188ik7ehaubv1wttghmyx2601/ovx4zs7sw8s3e1oecd12f3vd293z0qwx.pdf> (дата обращения: 19.10.2023).

25.Техническая информация. Выключатели вакуумные ВВУ-СЖЩ-П9 [Электронный ресурс]: ГК «Новые технологии» URL: [vvur9.pdf](#) (дата обращения 25.01.2024).

26. Техническая информация. Опорные трансформаторы тока ТОЛК-6, ТОЛК-6-1 [Электронный ресурс]: ГК «Новые технологии» URL: [tolk\\_6\\_tolk\\_6\\_1.pdf](#) (дата обращения 25.01.2024).

27. Таблица мощности силовых трансформаторов тока расчёт: ООО «РУ-ТРАНС». — [Электронный ресурс] URL: <https://transformator-energum.ru/tablica-content224> (дата обращения: 12.11.2023).

28. Удельное сопротивление грунта: профессиональный центр знаний о молниезащите и заземлении [Электронный ресурс] URL: [https://zandz.com/ru/udelnoe\\_soprotivlenie\\_grunta/](https://zandz.com/ru/udelnoe_soprotivlenie_grunta/) (дата обращения: 09.01.2024).

29. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций 5 издание [Текст]: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. – Инфра-Инженерия, 2023. - 176 с.
30. Электротехника и электроника [Текст]: учебное пособие / Е.И. Гаршина. — Новосибирск: издательство НГАУ Инженерный институт, 2023. – 128 с.
31. Differences between Shunt Reactor and Power Transformer [electronic resource] / URL: <http://electrical-engineering-portal.com/differences-between-shunt-reactor-and-power-transformer>
32. Endrenyi, J. Reliability evaluation of transmission systems with switching after faults – approximation and a computer program // J. Endrenyi, P. Maenhaut, L. Payne / IEEE Transactions on power apparatus and systems. – 1973. – Vol. PAS-92. – № 6. – P. 1863-1875.
33. Israa T.A., Jin H., Abduljabbar I.H., Hussien Z.A., Flaih M.F. A Light-weight Scheme to Authenticate and Secure the Communication in Smart Grids // Applied sciences. 2018. Vol. 8. PP. 1-13.
34. Naidu, M.S. High voltage engineering. Second Edition/ M.S. Naidu, V. Kamaraju. – New-York: McGraw-Hill, 2020. – 384 p
35. Sayenko Y.D. Compensation of reactive power in electrical supply systems of large industrial enterprises // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2014. – Pp. 350 - 357.