

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 ОРУ 110 кВ ТЭЦ-29 в городе Электросталь

Обучающийся

В.В. Попиков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2023

## Аннотация

В рамках выполнения бакалаврской работы поставлена цель разработать мероприятия по реконструкции электрической части открытого распределительного устройства 110 кВ в связи с критическим износом основного оборудования.

По результатам анализа станции были вычислены нагрузки в линиях распределительного устройства, проведены расчеты токов короткого замыкания, затем осуществлен подбор электрооборудования 110 и 6 кВ на основе каталожных и справочных данных. Рассчитаны новые уставки релейной защиты трансформаторов собственных нужд.

Данная бакалаврская работа в целом состоит из пояснительной записки в количестве 49 страниц, которая имеет 13 таблиц с итогами произведенных вычислений, 17 иллюстраций в виде рисунков. В дополнении к работе прилагаются 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика и краткие сведения об объекте реконструкции .....	6
1.1 Общая характеристика ТЭЦ-29 и ОРУ 110 кВ.....	6
1.2 Анализ действующего электрооборудования ОРУ.....	9
1.3 Необходимость проведения реконструкции ОРУ.....	11
2 Реконструкция ОРУ 110 кВ.....	13
2.1 Существующие электрические нагрузки объекта реконструкции.....	13
2.2 Расчет токов КЗ в контрольных точках.....	15
2.3 Выбор и проверка нового оборудования .....	25
3 Релейная защита и автоматика.....	40
3.1 Выбор релейной защиты трансформатора собственных нужд.....	40
3.2 Защита линий питания собственных нужд ОРУ .....	44
Заключение .....	47
Список используемых источников.....	48

## Введение

ТЭЦ-29 расположена в городе Электросталь и относится к торфяной электростанции ГРЭС-3 имени Р.Э. Классона. ТЭЦ-29 возникла в 1927 году, по решению руководства машиностроительного завода, которое построило себе отдельную электростанцию. Предполагалось, что она будет поставлять на завод электрическую и паровую энергию, а при необходимости производить теплофикацию микрорайонов города. Горючим на станции служил торф.

ТЭЦ-29 – это маломощная электростанция, которая обеспечивает электричеством и теплом жителей ближайшего городского микрорайона. Установленная мощность ТЭЦ-29 составляет 16,8 МВт. На сегодняшний день подача электроэнергии остальным потребителям Электростали невозможна по техническим и административным причинам.

Оборудование электростанций применяется для самых ответственных операций, в связи с чем к его безотказности, надежности и высокому эксплуатационному уровню выдвигаются самые высокие требования. Но в связи с изношенностью электротехнического оснащения станций и подстанций отмечается устойчивое увеличение количества случаев аварий, которые сопровождаются выходом из строя основного электротехнического оборудования. Для связи электростанции с системой используется открытое распределительное устройство, которое также выполняет функции включения и отключения линий электропитания и линий, питающих генераторы электростанции. В силу достаточно продолжительной работы электротехнического оборудования ОРУ физически изношено и, как следствие, не обладает достаточной эксплуатационной прочностью, что приводит к снижению уровня надежности станции, возникновению аварийных ситуаций и значительным перебоям в энергоснабжении абонентов. Поэтому в настоящее время важно и необходимо вовремя выполнять работы по реконструкции ОРУ на существующих ТЭЦ.

Актуальность рассматриваемой темы объясняется довольно существенным физическим и моральным износом большинства устройств ОРУ 110 кВ на ТЭЦ-29.

Объект исследования: ТЭЦ-29.

Предмет исследования: электрические аппараты ОРУ 110 кВ.

Цель работы: осуществить реконструкцию ОРУ 110 кВ в соответствии с современными требованиями, предъявляемыми к электрическим станциям.

Задачи работы:

- выполнить исследование изучаемого объекта, а также провести анализ используемого в настоящее время оборудования и аргументировать его замену;
- определить фактические максимальные нагрузки;
- определить значения токов короткого замыкания;
- подобрать и провести проверку нового ЭО;
- выбрать микропроцессорные терминалы РЗА для защиты трансформаторов собственных нужд, уставки предусмотренных защит.

## 1 Характеристика и краткие сведения об объекте реконструкции

### 1.1 Общая характеристика ТЭЦ-29 и ОРУ 110 кВ

Сооружение ТЭЦ было начато в 1927 году и делилось на два этапа. По окончании первого этапа в октябре 1930 года тепло поступило к потребителям от водогрейных котлов. И в ноябре 1932 года было введено в эксплуатацию первое энергетическое оборудование. Проектная мощность ТЭЦ в 16,8 МВт была реализована в 1938 году за счет ввода в эксплуатацию четвертого турбогенератора.

ТЭЦ-29 расположено в городе Электросталь Московской области. «Ниже представлены климатические характеристики района:

- расчетная зимняя температура минус 8°С;
- скоростной напор ветра - III район;
- вес снегового покрова - IV район;
- по толщине стенки гололеда - IV район;
- количество осадков в год - 505 мм» [17].

К основным цехам, непосредственно задействованным в выработке энергии, относятся котельный, турбинный и котлотурбинный цеха. На рисунке 1 показан турбинный цех ТЭЦ-29.



Рисунок 1- Турбинный цех ТЭЦ-29

На станции установлено 3 генератора мощностью 6 МВт. В таблице 1 приведены тип и основные параметры каждого из генераторов.

Таблица 1 – Основные параметры турбогенераторов Т-6-2УЗ

Параметр	Значение
Номинальная частота вращения, об/мин	3000
Номинальная полная мощность, МВА	7,5
Номинальная активная мощность, МВт	6
Номинальное напряжение, кВ	6,3
Номинальный $\cos \varphi$	0,8
Номинальный ток, кА	0,68
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, %	12,08

К каждой отпайке генераторного токопровода подключено по одному рабочему трансформатору собственных нужд (ТСН). «Основные параметры рабочих ТСН представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные параметры рабочих трансформаторов с.н. ТМ-2500/6

Параметр	Значение
Номинальная полная мощность, МВА	2,5
Напряжение обмотки ВН, кВ	6
Напряжение обмотки НН, кВ	6,3
Напряжение короткого замыкания ВН – НН, %	6,5
Мощность потерь короткого замыкания, кВт	23,5
Мощность потерь холостого хода, кВт	3,85

Кроме того, на станции имеются два резервных ТСН (РТСН), которые по мощности соответствуют рабочему ТСН. Основные параметры резервных ТСН представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные параметры РТСН ТМН-2500/110

Параметр	Значение
Номинальная полная мощность, МВА	2,5
Напряжение обмотки ВН, кВ	110
Напряжение обмотки НН, кВ	6,6
Напряжение короткого замыкания ВН – НН, %	10,5
Мощность потерь короткого замыкания, кВт	22
Мощность потерь холостого хода, кВт	5,5

Электроэнергия подается абонентам от ОРУ 110 кВ, которое по своей конструкции выполнено с двумя рабочими системами сборных шин. Такая схема применяется для присоединений с повышенными требованиями к сохранению в работе, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин» [8].

Типовая схема № 110-13 «Две рабочие системы шин» изображена на рисунке 2.

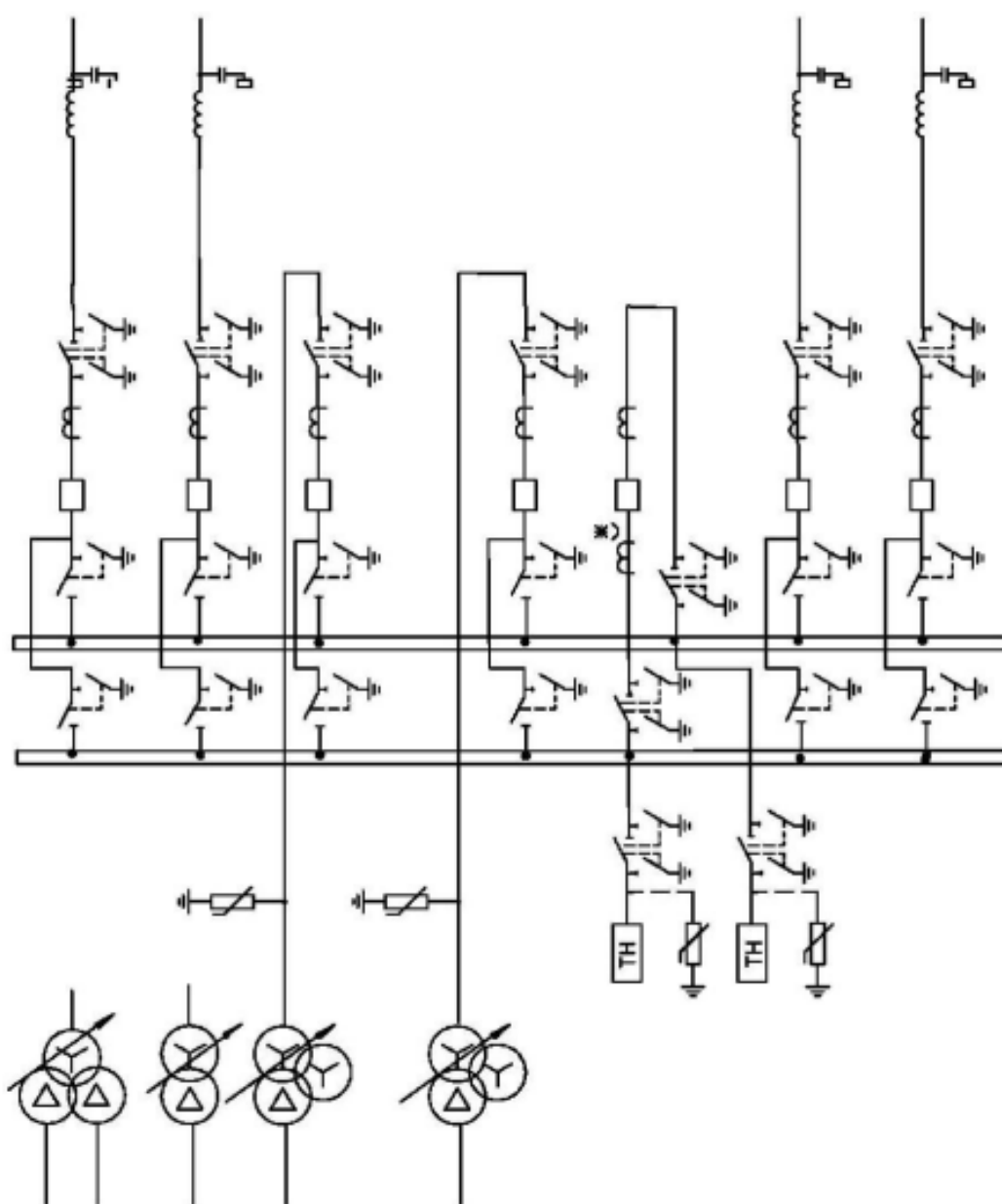


Рисунок 2 – Типовая схема № 110 – 13 «Две рабочие системы шин»



«К преимуществам этой схемы относятся:

- малое количество выключателей (один на одно присоединение);
- достаточно высокая надежность схемы;
- относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин» [15].

На основании вышеизложенного, на исследуемом объекте было принято решение оставить действующую схему ОРУ «Две рабочие системы шин».

ОРУ получает питание от трех блочных трансформаторов. Основные параметры блочных трансформаторов приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Основные параметры трансформатора ТМН-6300/110 в блоке с генератором Т-6-2УЗ

Параметр	Значение
Номинальная полная мощность, МВА	6,3
Напряжение обмотки ВН, кВ	115
Напряжение обмотки НН, кВ	6,6
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Мощность потерь короткого замыкания, кВт	44
Мощность потерь холостого хода, кВт	11,5

Источником постоянного тока на станции является щит постоянного тока (ЩПТ). ЩПТ состоит из двух аналогичных щитов постоянного тока, установленных в релейном зале ОПУ. Для каждого щита предусмотрены отдельные зарядно-выпрямительные устройства и аккумуляторные батареи.

Щит постоянного тока состоит из двух секций, соединенных между собой рубильниками. На ЩПТ установлены коммутационные аппараты отходящих фидеров и приборы контроля напряжения, нагрузки, состояния изоляции.

## **1.2 Анализ действующего электрооборудования ОРУ**

На листе 1 графической части настоящей работы показана существующая однолинейная схема ОРУ.

Ошиновка ОРУ 110 выполнена сталеалюминевыми проводами, частично - жесткой ошиновкой. Для жесткой ошиновки предусмотрены компенсаторы от температурных расширений.

В рамках проекта предусматривается реконструкция ошиновки РУ 110 кВ.

Как отмечалось ранее, схема открытого распределительного устройства 110 кВ - две рабочие системы сборных шин с одним выключателем на присоединение (всего 19 выключателей). Общее число присоединений – 19:

- 6 линий для электроснабжения потребителей;
- 4 секционных выключателя;
- 4 линии используются для связи с системой;
- 2 линии для питания РТСН;
- к 3 линиям присоединены блочные трансформаторы.

На рисунке 3 представлен эскиз главной схемы электрических соединений.

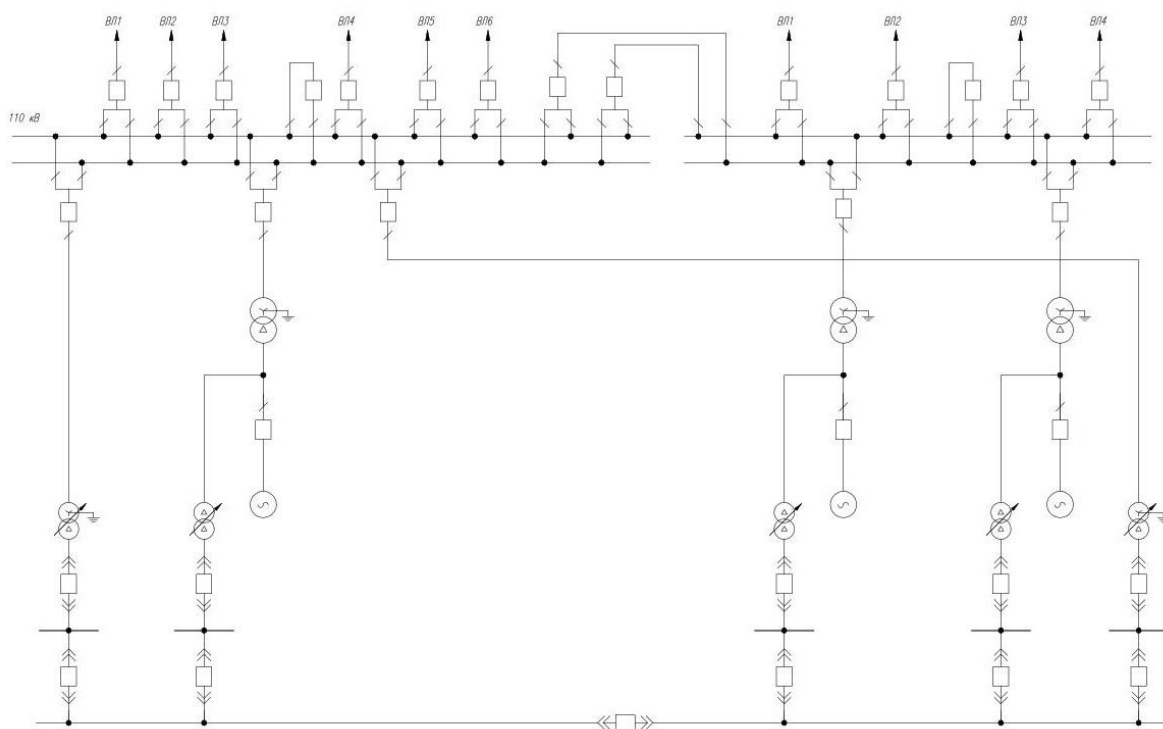


Рисунок 3 – Главная схема электрических соединений

На ОРУ 110 кВ используется перечисленное ниже электрооборудование:

- выключатели воздушные наружной установки марки ВВУ-110Б/2000У1;
- разъединители наружной установки марки РНДЗ – 110Б/1000 У1;
- трансформаторы тока наружной установки маслonaполненные серии ТФЗМ110Б-ІУ1;
- трансформаторы напряжения для обеспечения питанием различных измерительных приборов серии ЗНОГ-110-79У3;
- изоляторы типа ИОС-110-600М УХЛ1;
- для защиты от перенапряжений установлены разрядники серии РВМГ-110М.

### 1.3 Необходимость проведения реконструкции ОРУ

Первое энергетическое оборудование было введено в эксплуатацию в 1932 году. После этого станция неоднократно подвергалась модернизации, реконструкции и ремонтам. При этом последняя модернизация рассматриваемого объекта проводилась в 1982 году.

Сведения о сроках сдачи в работу воздушных выключателей, установленных на открытых распределительных устройствах 110 кВ, указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Сведения о сроках сдачи в работу воздушных выключателей

Марка выключателя	Назначение линии	Год сдачи в работу
ВВУ-110Б/2000У1	ГРЭС-3-1	1976
ВВУ-110Б/2000У1	ГРЭС-3-2	1976
ВВУ-110Б/2000У1	ГРЭС-3-3	1976
ВВУ-110Б/2000У1	ГРЭС-3-4	1976
ВВУ-110Б/2000У1	Город -1	1963
ВВУ-110Б/2000У1	Город -2	1963
ВВУ-110Б/2000У1	Микрорайон «Южный» - 1	1979
ВВУ-110Б/2000У1	Микрорайон «Южный» -2	1979
ВВУ-110Б/2000У1	Агрокомплекс -1	1954

Продолжение таблицы 5

Марка выключателя	Назначение линии	Год сдачи в работу
ВВУ-110Б/2000У1	Агрокомплекс -2	1954
ВВУ-110Б/2000У1	СВ-1	1968
ВВУ-110Б/2000У1	СВ-2	1968
ВВУ-110Б/2000У1	СВ-3	1968
ВВУ-110Б/2000У1	СВ-4	1968
ВВУ-110Б/2000У1	Т-1	1982
ВВУ-110Б/2000У1	Т-2	1982
ВВУ-110Б/2000У1	Т-3	1982
ВВУ-110Б/2000У1	РТСН-1	1973
ВВУ-110Б/2000У1	РТСН-2	1973

Эта таблица показывает, что продолжительность эксплуатации большей части выключателей 110 кВ достигает 50 лет и более. Уровень изношенности является критическим и ЭО должно быть обязательно заменено на современные аналоги.

Также следует предусмотреть замену устаревших выключателей в цепях генераторов и трансформаторов собственных нужд с целью внедрения новейших средств защиты, базирующихся на микропроцессорных электронных устройствах.

#### Выводы по разделу 1

В данном разделе выполнено исследование изучаемого объекта, а именно была проведена оценка электротехнического оборудования открытого распределительного устройства, которая показала, что продолжительность работы большинства аппаратов длится более 50 лет.

Здесь же приведены параметры основного оборудования ТЭЦ-29, а именно марки и параметры турбогенераторов, рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд, а также блочных трансформаторов. Приведенные параметры необходимы для дальнейших расчетов, таких как токи короткого замыкания, токи нагрузки в нормальном и аварийном режиме и т.д.

## **2 Реконструкция ОРУ 110 кВ**

### **2.1 Существующие электрические нагрузки объекта реконструкции**

В первую очередь при разработке системы электроснабжения важно оценить величину электрических нагрузок. В зависимости от величины электрических нагрузок выбирают либо проводят контроль электротехнического оборудования системы энергообеспечения, выявляют уровень потерь мощности и электрической энергии. Стоимость затрат на строительство системы энергоснабжения во многом обусловлена корректной оценкой планируемых нагрузок. Если происходит слишком сильное увеличение вычисленной электрической нагрузки, то капитальные затраты повышаются, что в итоге способствует неполной загрузке дорогостоящего оборудования и проводников. Затраты во время эксплуатации и степень надежности функционирования оборудования напрямую влияют на корректность определения нагрузок, в случае, когда при проведении расчетов будут преуменьшены показатели электрических нагрузок, значение уровня потерь энергии в системе энергоснабжения значительно повысится, то есть это со временем вызовет ускоренный физический износ аппаратуры и повысит затраты на эксплуатацию.

«Электрические нагрузки потребителей определяют выбор всех элементов системы электроснабжения: линий электропередачи, трансформаторных подстанций, питательных и распределительных сетей. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при реконструкции и эксплуатации электрических сетей» [20].

В данном случае будет достаточно провести анализ показателей наружного распределительного устройства 110 кВ в зимний период. К параметрам режима относятся величины токов, мощности электропередачи,

напряжение в различных точках сети, а также частота. Именно по этим значениям определяют состояние системы в любой момент времени.

Показания измерений представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Максимальные нагрузки, протекающие по линиям в зимний период

Назначение линии	$S_{max}$ , кВА	$I_{max}$ , А
ГРЭС-3-1	4589	24,09
ГРЭС-3-2	6540	34,33
ГРЭС-3-3	8900	46,71
ГРЭС-3-4	3100	16,27
Город -1	13690	71,85
Город -2	14930	78,36
Микрорайон «Южный» - 1	12369	64,92
Микрорайон «Южный» -2	11896	62,44
Агрокомплекс -1	9632	50,55
Агрокомплекс -2	8563	44,94
СВ-1	14596	76,61
СВ-2	16397	86,06
СВ-3	13069	68,59
СВ-4	12589	66,08

Предельные значения мощностей и наибольших токов электрической части распределительного устройства будут составлять:

- 16397 кВА и 86,06 А для секционных выключателей;
- 14930 кВА и 78,36 А для отходящей линии.

Максимальные токи в цепях блоков, генераторов, трансформаторов собственных нужд будут рассчитываться в соответствии с их номинальными параметрами в рамках следующего раздела.

## 2.2 Расчет токов КЗ в контрольных точках

«Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей необходимо знать токи трехфазного короткого замыкания (к.з.).

Расчету токов к. з. предшествует выбор расчетных условий, в частности расчетной схемы. При ее составлении обычно исходят из следующих условий:

- все источники, включенные в расчетную схему, работают одновременно;
- ЭДС всех источников совпадают по фазе, если продолжительность к. з. не превышает 0,5 с;
- наиболее удаленную от точки к. з. часть электроэнергетической системы допустимо представлять в виде одного источника энергии» [12].

### 2.2.1 Расчетная схема замещения и приведение сопротивлений элементов схемы к базисным условиям

Схема замещения ТЭЦ для расчета токов трехфазного короткого замыкания приведена на рисунке 4.

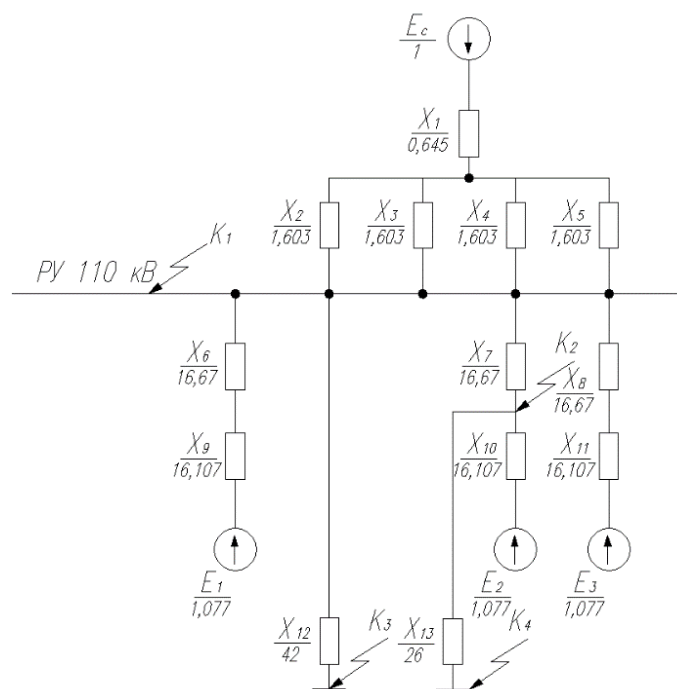


Рисунок 4 - Расчетная схема замещения ТЭЦ

«Принимается в качестве базисной мощности  $S_6 = 1000$  МВА. За базисное напряжение принимается среднеэксплуатационное напряжение той ступени, на которой предполагается короткое замыкание:

- $U_{6 \text{ с.н.}} = 6,3$  кВ – на шинах с.н.;
- $U_{6 \Gamma} = 6,3$  кВ – на выводах генераторов;
- $U_{6 \text{ РУ ВН}} = 115$  кВ – на РУ 110 кВ.

Значение базисного тока в каждой точке к.з.:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}, \quad (1)$$

$$I_{6 \text{ с.н.}} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6 \text{ с.н.}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА},$$

$$I_{6 \Gamma} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6 \Gamma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА},$$

$$I_{6 \text{ РУ ВН}} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6 \text{ РУ ВН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА} \text{» [12].}$$

Определяются сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях.

Энергосистема:

$$X_1 = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}}, \quad (2)$$

где  $S_{\text{кз}}$  – «мощность короткого замыкания, МВА» [17].

$$X_1 = \frac{1000}{1550} = 0,645 \text{ о. е.},$$

Линии:



$$X_2 = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{ср}^2}, \quad (3)$$

где  $x_{уд}$  – «удельное индуктивное сопротивления линии, Ом/км» [20];

$l$  – «длина линии, равная 53 км» [17];

$U_{ср}$  – «среднеэксплуатационное напряжение линии, равное 115 кВ» [20].

$$X_2 = X_3 = X_4 = X_5 = 0,4 \cdot 53 \cdot \frac{1\,000}{115^2} = 1,603 \text{ о. е.}$$

Блочные трансформаторы:

$$X_{*Т} = \frac{u_k}{100} \frac{S_6}{S_{ном Т}}, \quad (4)$$

где  $u_k$  – «напряжение короткого замыкания, %» [20];

$S_{ном Т}$  – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [20].

Сопротивление ТМН 6300/110:

$$X_6 = X_7 = X_8 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1\,000}{6,3} = 16,67 \text{ о. е.}$$

Генераторы:

$$X_{*Г} = X_d'' \frac{S_6}{S_{ном Г}}, \quad (5)$$

где  $X_d''$  – «относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси  $d$  генератора» [14];

$S_{ном Г}$  – «номинальная полная мощность генератора, МВА» [14].

Сопротивление Т-6-2УЗ:

$$X_9 = X_{10} = X_{11} = 0,1208 \cdot \frac{1\,000}{7,5} = 16,107 \text{ о. е.}$$

Трансформаторы собственных нужд ТМН-2500/110:

$$X_{*T} = \frac{u_k}{100} \frac{S_6}{S_{\text{ном } T}}, \quad (6)$$

где  $u_k$  – «напряжение короткого замыкания, %» [14];

$S_{\text{ном } T}$  – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [14].

$$X_{12} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1\,000}{2,5} = 42 \text{ о. е.}$$

Сопротивление ТМН-2500/6:

$$X_{13} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1\,000}{2,5} = 26 \text{ о. е.}$$

ЭДС системы принимается постоянной, равной  $E_c = 1 \text{ о. е.}$

ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma}'' = \sqrt{\cos^2 \varphi + (\sin \varphi + X_d'')^2}, \quad (7)$$

где  $\cos \varphi$  – «номинальный коэффициент мощности» [14];

$\sin \varphi$  – рассчитывается на основе  $\cos \varphi$ ;

$X_d''$  – «относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси  $d$  генератора» [14];

ЭДС генератора типа Т-6-2УЗ:

$$E_1 = E_2 = E_3 = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,1208)^2} = 1,077 \text{ о. е.}$$

## 2.2.2 Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Расчет тока к.з. на шинах РУ 110 кВ (K1).

Расчетная схема замещения для расчета тока к.з. на РУ 110 кВ приведена на рисунке 5.

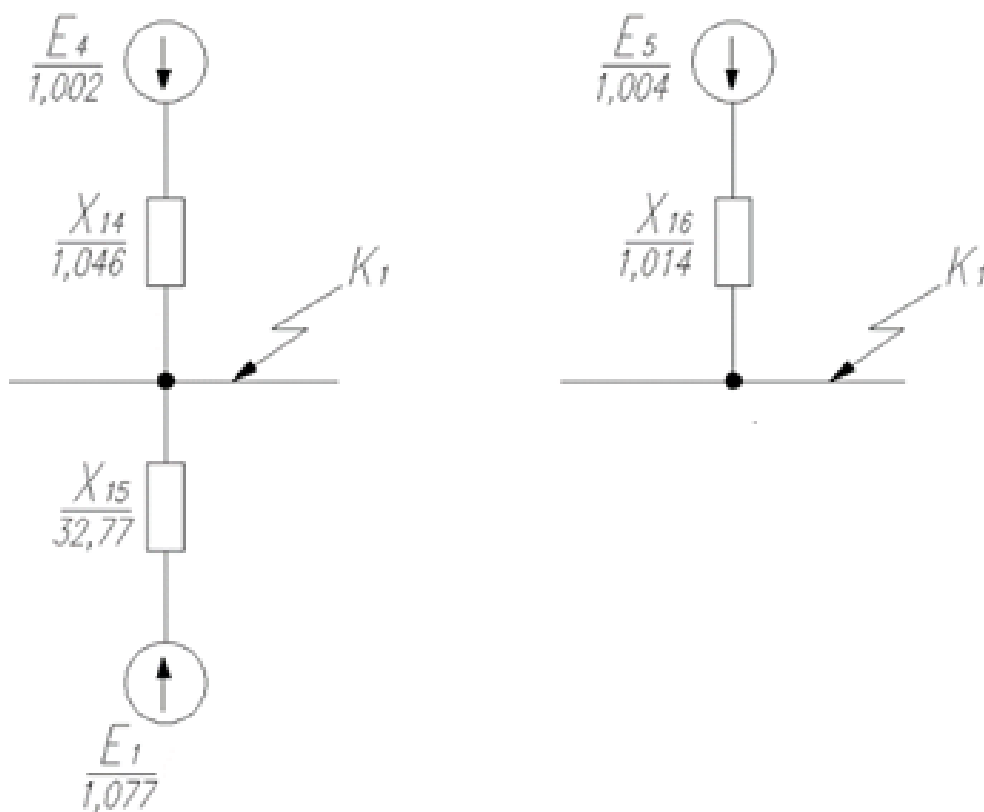


Рисунок 5 – Приведение схемы замещения для точки к.з. K1

Преобразование сопротивлений до точки K1:

$$X_{14} = X_1 + \frac{X_2}{4} = 0,645 + \frac{1,603}{4} = 1,046 \text{ о. е.},$$
$$X_{15} = X_6 + X_9 = 16,67 + 16,107 = 32,77 \text{ о. е.},$$
$$X_{16} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{14}}} = \frac{1}{\frac{1}{32,777} + \frac{1}{1,046}} = 1,014 \text{ о. е.}$$

Эквивалентная ЭДС:

$$E_4 = \frac{\frac{E_c}{X_{14}} + \frac{E_1}{X_{15}}}{\frac{1}{X_{14}} + \frac{1}{X_{15}}} = \frac{\frac{1}{1,046} + \frac{1,077}{32,777}}{\frac{1}{1,046} + \frac{1}{32,777}} = 1.002 \text{ о. е.},$$

$$E_5 = \frac{\frac{E_1}{X_{15}} + \frac{E_4}{X_{14}}}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{14}}} = \frac{\frac{1}{32,777} + \frac{1,077}{1,046}}{\frac{1}{32,777} + \frac{1}{1,046}} = 1.004 \text{ о. е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока к.з.» [12]:

$$I_{\text{по}\Sigma_1} = \frac{E_5}{X_{16}} I_{6 \text{ РУ ВН}}, \quad (8)$$

$$I_{\text{по}\Sigma_1} = \frac{1,004}{1,014} \cdot 5,02 = 4,97 \text{ кА.}$$

«Для шин повышенного напряжения станций с трансформаторами 5,6-32 МВА  $T_a = 0,05 \text{ с}$ ,  $k_{\text{уд}} = 1,82$ » [12].

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} k_{\text{уд1}} I_{\text{по}\Sigma_1}, \quad (9)$$

где  $k_{\text{уд1}}$ - «ударный коэффициент» [12].

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 4,97 = 12,792 \text{ кА.}$$

Расчет тока к.з. на выводах генератора мощностью 6,3 МВт (К2)

«На рисунке 6 показана расчетная схема замещения для вычисления тока короткого замыкания на выходах генератора мощностью 6,3 МВт» [12].

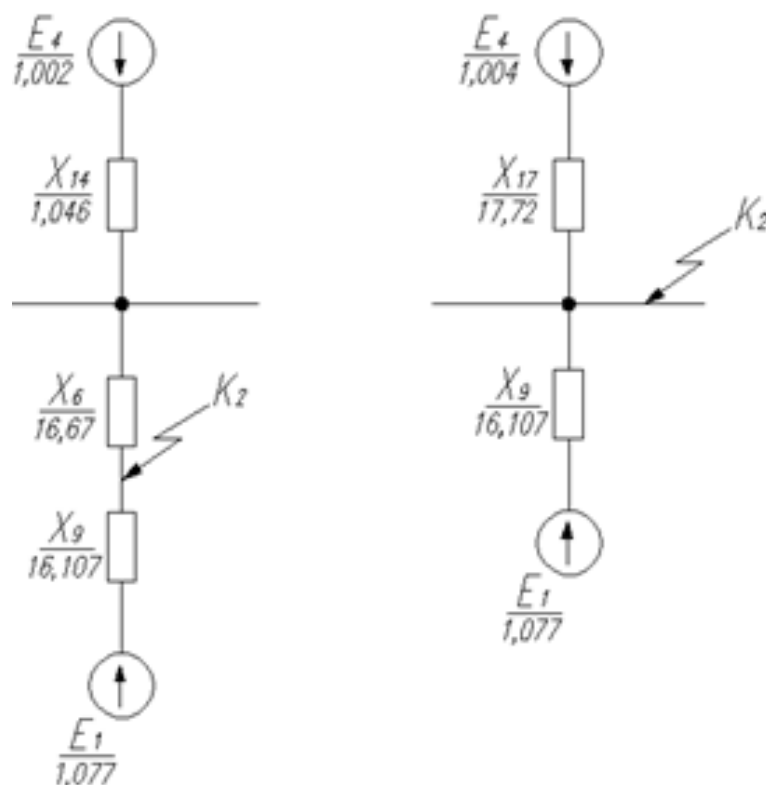


Рисунок 6 - Приведение схемы замещения для точки к.з. K2

Преобразование сопротивлений до точки K2:

$$X_{17} = X_{14} + X_6 = 1,046 + 16,67 = 17,72 \text{ о. е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей от системы» [12]:

$$I_{\text{поС}_2} = \frac{E_4}{X_{17}} I_6, \quad (10)$$

$$I_{\text{поС}_2} = \frac{1,002}{17,72} \cdot 91,643 = 5,182 \text{ кА.}$$

«Для шин повышенного напряжения станций с трансформаторами 5,6-32 МВА  $T_a = 0,05 \text{ с}$ ,  $k_{\text{уд}} = 1,82$ » [12].

Ударный ток рассчитывается по формуле (9):

$$i_{удС2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 5,182 = 13,338 \text{ кА.}$$

«Начальное значение периодической составляющей от генератора» [12]:

$$I_{поГ_2} = \frac{E_1}{X_9} I_{6Г}, \quad (11)$$
$$I_{поГ_2} = \frac{1,077}{16,107} \cdot 91,643 = 6,128 \text{ кА.}$$

«Для генераторов Т-6-2У3  $T_a = 0,54 \text{ с}$ ,  $k_{уд} = 1,981$ » [12].

Ударный ток рассчитывается по формуле (9):

$$i_{удГ2} = \sqrt{2} \cdot 1,981 \cdot 6,128 = 17,168 \text{ кА.}$$

Суммарный ток к.з.:

$$I_{по\Sigma_2} = I_{поС_2} + I_{поГ_2} = 5,182 + 6,128 = 11,31 \text{ кА.}$$

Суммарный ударный ток к.з.:

$$i_{уд2} = i_{удС_2} + i_{удГ_2} = 13,338 + 17,168 = 30,506 \text{ кА.}$$

Расчет тока к.з. на магистрали резервного питания собственных нужд(КЗ).

«На рисунке 7 показана расчетная схема замещения для расчета тока к.з. на магистрали резервного питания собственных нужд» [12].

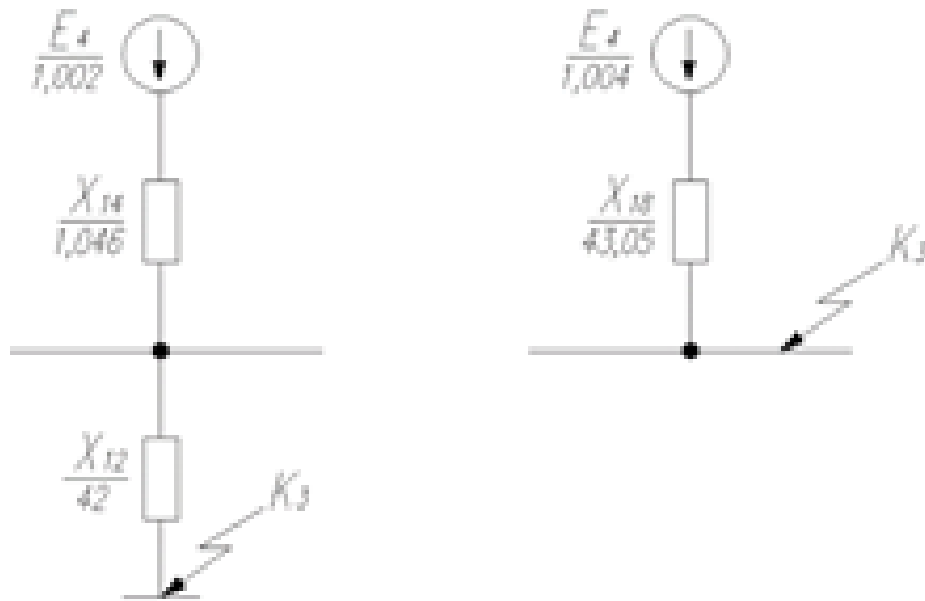


Рисунок 7 - Приведение схемы замещения для точки к.з. К3

Преобразование сопротивлений до точки К3:

$$X_{18} = X_{14} + X_{12} = 1,046 + 42 = 43,05 \text{ о. е.}$$

Начальное значение периодической составляющей:

$$I_{\text{поК3}} = \frac{E_4}{X_{18}} I_{6 \text{ с.н.}} = \frac{1,002}{43,05} \cdot 91,643 = 2,133 \text{ кА.}$$

Для шин повышенного напряжения станций с трансформаторами 5,6-32 МВА  $T_a = 0,05 \text{ с}$ ,  $k_{\text{уд}} = 1,82$  [12].

Ударный ток рассчитывается по формуле (9):

$$i_{\text{удК3}} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 2,133 = 5,49 \text{ кА.}$$

Расчет тока к.з. на шинах собственных нужд (К4).

«На рисунке 8 показана расчетная схема замещения для расчета тока к.з. на шинах собственных нужд» [12].

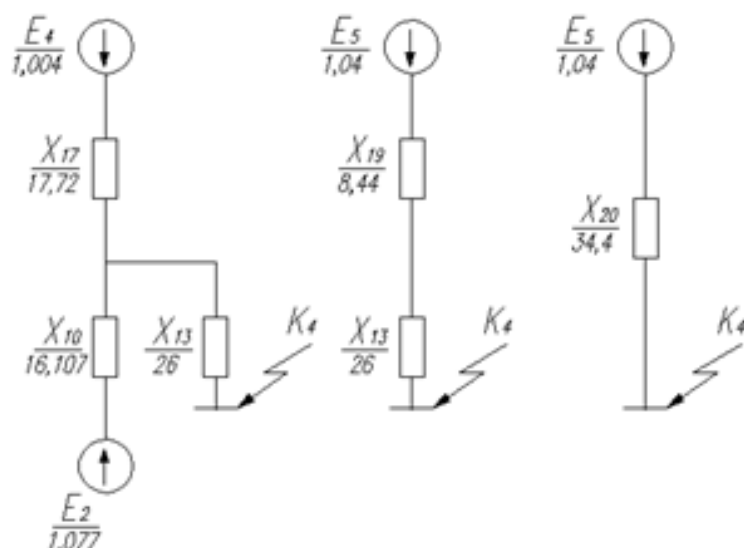


Рисунок 8 - Приведение схемы замещения для точки к.з. К4

Преобразование сопротивлений и ЭДС до точки К4:

$$E_5 = \frac{\frac{E_4}{X_{17}} + \frac{E_2}{X_{10}}}{\frac{1}{X_{17}} + \frac{1}{X_{10}}} = \frac{\frac{1.02}{17.72} + \frac{1.077}{16.107}}{\frac{1}{17.72} + \frac{1}{16.107}} = 1.04 \text{ о. е.},$$

$$X_{19} = \frac{1}{\frac{1}{X_{17}} + \frac{1}{X_{10}}} = \frac{1}{\frac{1}{17.72} + \frac{1}{16.107}} = 8.44 \text{ о. е.},$$

$$X_{20} = X_{19} + X_{13} = 8.44 + 26 = 34.4 \text{ о. е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей» [12]:

$$I_{\text{поК}_4} = \frac{E_5}{X_{20}} I_{6 \text{ с.н.}} = \frac{1.04}{34.4} \cdot 91.643 = 2.771 \text{ кА.}$$

«Для шин повышенного напряжения станций с трансформаторами 5,6-32 МВА  $T_a = 0,05 \text{ с}$ ,  $k_{\text{уд}} = 1,82$ » [12].

Ударный ток рассчитывается по формуле (9):

$$i_{\text{удкз}} = \sqrt{2} \cdot 1.82 \cdot 2.771 = 7.132 \text{ кА.}$$



Полученные значения токов к.з. представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Значения токов короткого замыкания

Точка к.з.	Место к.з.	$I_{по}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$k_{уд}$	$T_a$ , с	
$K_1$	РУ 110 кВ	4,97	12,792	1,82	0,05	
$K_2$	Выводы Г 6,3 МВТ	Системы	5,182	13,338	1,82	0,05
		Генератора	6,128	17,168	1,981	0,54
		$\Sigma$	11,31	30,506	-	-
$K_3$	На МРП	2,133	5,49	1,82	0,05	
$K_4$	На секциях с.н.	2,771	7,132	1,82	0,05	

Полученные значения тока короткого замыкания впоследствии будут использоваться при проведении проверки нового оборудования.

### 2.3 Выбор и проверка нового оборудования

«Электрические аппараты распределительных устройств должны надежно работать как в нормальном режиме, так и при возможных отклонениях от него. При проектировании электрических установок все аппараты и токоведущие части выбирают по условиям длительной работы в нормальном режиме и проверяют по условиям работы при коротких замыканиях» [13].

#### 2.3.1 Выбор выключателей

В ходе реконструкции подстанции высоковольтные выключатели в зависимости от их функционального назначения выбирают в соответствие со следующими «тремя базовыми условиями»:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (12)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \text{ А}, \quad (13)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}, \quad (14)$$

где  $I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА» [19];

$I_{к}$  – «ток трехфазного КЗ, кА» [19].

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (15)$$

где  $i_{\text{пр.с}}$  – «амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ, кА» [19].

$$I_T^2 t_T \geq B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (16)$$

где  $I_T$  – «предельный ток термической стойкости, кА» [19];

$t_T$  – «время протекания тока термической стойкости, с» [19];

$B_K$  – «тепловой импульс тока КЗ, вычисляемый по формуле» [19]:

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (17)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время КЗ, с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.В}}, \text{ с}, \quad (18)$$

где  $t_{\text{р.з.}}$  – «время срабатывания РЗ, с» [19];

$t_{\text{откл.В}}$  – «собственное время отключения выключателя, с» [19];

$T_a$  – «постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;  $T_a = 0,05 \text{ с.}$ » [3].

Выбор и проверка выключателей 110 кВ.

Ток утяжеленного режима в цепи 110 кВ генератор-трансформатор рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{раб.утяж.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot k_{\text{пер}}, \quad (19)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность установленного трансформатора, кВА;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент допустимой перегрузки;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{\text{раб.утяж.}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1,4 = 46,29 \text{ А.}$$

Планируется установить элегазовый силовой выключатель модели ВГТ-110-40/2000 УХЛ1, проверка в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка выключателей

Место установки	Паспортные данные					Тип выключателя	Расчетные данные				
	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{откл}}$	$i_{\text{пр.с}}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}}$		$U_{\text{сети}}$	$I_{\text{макс}}$	$I_{\text{по}}$	$i_{\text{y}}$	$B_{\text{к}}$
	кВ	А	кА	кА	кА <sup>2</sup> ·с		кВ	А	кА	кА	кА <sup>2</sup> ·с
Город -2	110	2000	40	102	4800	ВГТ-110 40/2000	110	78,36	4,97	12,8	7,3
СВ-2	110	2000	40	102	4800	ВГТ-110 40/2000	110	86,06	4,97	12,8	7,3
Линия Т-Г	110	2000	40	102	4800	ВГТ-110 40/2000	110	46,29	4,97	12,8	7,3

Элегазовые выключатели марки ВГТ-110 общего применения предназначены для сетей с частыми переключениями и служат для коммутации цепей переменного тока напряжением 110 кВ и частотой 50 Гц на открытых распределительных пунктах.

Элегазовые выключатели обеспечивают повышенную степень надежности, имеют небольшие размеры, обладают высоким уровнем коммутационного сопротивления, являются абсолютно пожаро- и взрывобезопасными, не производят при работе шума.

Согласно расчетным показателям для замены существующих воздушных выключателей марки ВВУ-110Б/2000У1 выбираем выключатели типа ВГТ-110-40/2000 УХЛ1. На рисунке 9 представлен внешний вид выбранного силового выключателя.

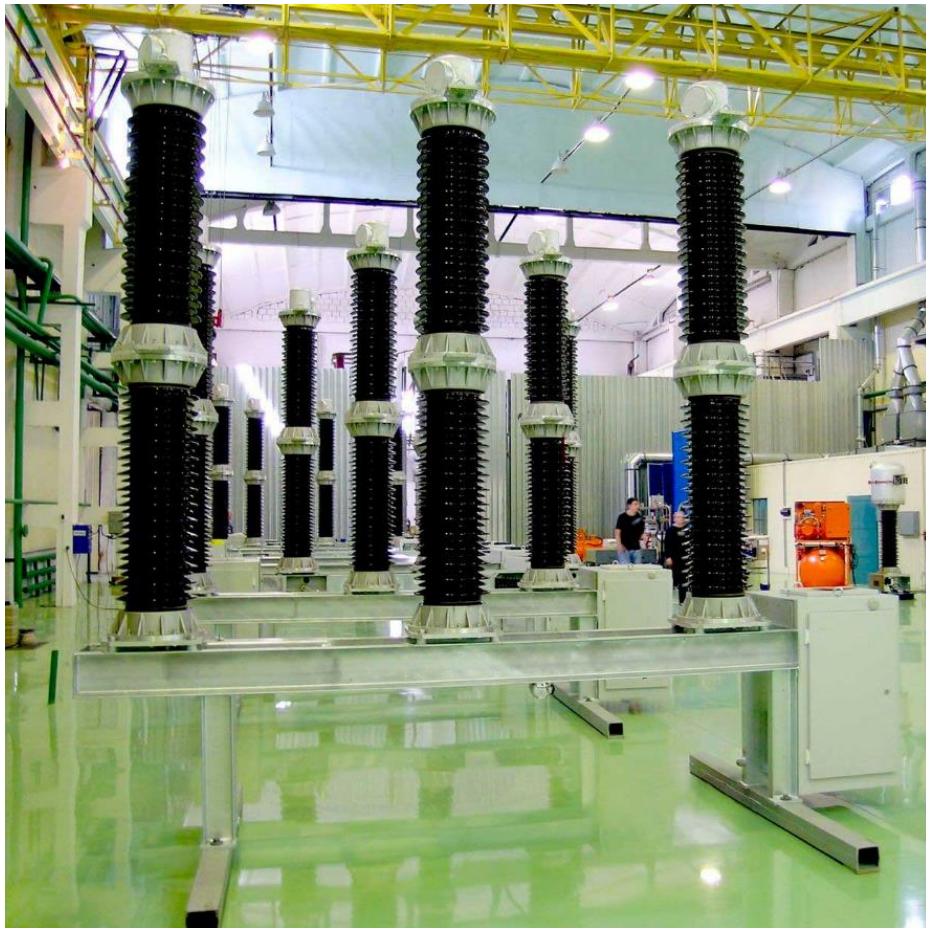


Рисунок 9 – Элегазовый выключатель ВГТ-110

Выбор и проверка выключателей в цепях генераторов Т-6-2УЗ.

Ток утяжеленного режима в цепи генераторов Т-6-2УЗ:

$$I_{\text{раб утяж}} = \frac{P_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}, \quad (20)$$

где  $P_{\text{ном Г}}$  – номинальная активная мощность генератора, кВт.

$$I_{\text{раб утяж}} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8} = 687,32 \text{ кА.}$$

Согласно справочным материалам [2] с учетом токов короткого замыкания для точки К2 по наибольшему значению составляющих тока к.з. от генератора и системы предварительно выбирается выключатель типа ВВУ-СЭЩ-10-20/1000. Параметры выключателя представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-10-20/1000

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток динамической стойкости, кА	50
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток термической стойкости ( $t = 3$ с), кА	20
Собственное время отключения, с	0,03
Полное время отключения, с	0,05

«Условия выбора и проверки выключателя ВВУ-СЭЩ-10-20/1000 приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Условия выбора и проверки выключателя ВВУ-СЭЩ-10-20/1000

Каталожные данные	Расчетные величины	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{уст}} = 6,3$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ – выполнено
$I_{\text{ном}} = 1000$ А	$I_{\text{раб утяж}} = 687,32$ А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб утяж}}$ – выполнено
$I_{\text{дин}} = 50$ кА	$I_{\text{по}} = 11,31$ кА	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ – выполнено
$I_{\text{откл}} = 20$ кА	$I_{\text{по}} = 11,31$ кА	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ – выполнено
$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 1200$ кА <sup>2</sup> · с	$B_{\text{к}} = 530,9$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$ – выполнено

Внешний вид выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 представлен на рисунке 10» [2].



Рисунок 10 – Внешний вид ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

На основании вышеприведенного исследования видно, что все номинальные характеристики выключателя ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 УХЛ1 существенно больше расчетных, следовательно, данный аппарат может быть принят к установке на станции.

### 2.3.2 Выбор разъединителей

Параметры и требования к выбору разъединителей:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.}, \quad (21)$$

$$I_{н.апп.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (22)$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k, \quad (23)$$

$$i_{дин} \geq i_y. \quad (24)$$

Расчетные величины для выбора разъединителей те же, что и для выключателей. К установке на станции принимаются разъединители типа SGF 123. Результаты проверки разъединителей представлены в таблице в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка разъединителей

Место установки	Паспортные данные				Тип аппарата	Расчетные данные			
	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$i_{пр.с}$	$I_T^2 t_T$		$U_{сети}$	$I_{макс}$	$i_y$	$B_k$
	кВ	А	кА	кА <sup>2</sup> ·с		кВ	А	кА	кА <sup>2</sup> ·с
Город -2	110	1600	100	1600	SGF 123н П*-100У1	110	78,36	12,8	7,3
СВ-2	110	1600	100	1600	SGF 123н П*-100У1	110	86,06	12,8	7,3
Линия Т-Г	110	1600	100	1600	SGF 123н П*-100У1	110	46,29	12,8	7,3

Разъединители типа SGF представляют собой двухколонковые аппараты с поворотом контактных ножей в горизонтальной плоскости. Разъединители состоят из главной токоведущей системы, опорно-поворотной изоляции,

несущей рамы и заземлителей. Главным преимуществом разъединителей этого типа по сравнению с разъединителями серии РДЗ является то, что они сохраняют работоспособность при гололеде до 20 мм.

Внешний вид разъединителя SGF изображен на рисунке 11.



Рисунок 11 – Внешний вид разъединителя SGF

На основании вышеприведенного исследования видно, что все номинальные характеристики разъединителя SGF 123п П\*-100У1 существенно больше расчетных, следовательно, данный аппарат может быть принят к установке на станции.

### **2.3.3 Выбор ОПН**

Чаще всего причина отказа электрооборудования станций заключается в появлении в сети импульсных напряжений, создаваемых разнообразными источниками.

В течение многих лет основными устройствами, защищающими от перенапряжений, были вентильные разрядники. Однако они технически и конструктивно устарели, и их заменили ограничители перенапряжения (ОПН)

Для установки принимаются ОПН-110/176-10/650(II) 2УХЛ1, проверка в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка ограничителя перенапряжения 110 кВ

Паспортные данные	Параметры установки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 7,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 12,8 \text{ кА}$

Внешний вид ОПН-110 представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Ограничитель перенапряжения 110 кВ

На основании вышеприведенного исследования видно, что все номинальные характеристики ОПН-110/176-10/650(II) 2УХЛ1 значительно превышают расчетные, поэтому данное устройство может быть принято для установки на станции.

### 2.3.4 Выбор трансформатора тока

Требования при выборе трансформатора тока:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.}, \quad (25)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (26)$$

$$Z_H \geq Z_{2\Sigma}. \quad (27)$$



Проверка на термостойкость в соответствии с формулой:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном.}}^2 \cdot t = I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \quad (28)$$

где  $K_{\text{тер.}}$  – «кратность термической стойкости» [20];

$I_{1\text{н.}}$  – «номинальный ток первичной обмотки, А» [20].

«Проверка на динамическую стойкость согласно выражению:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}, \quad (29)$$

где  $K_{\text{эд}}$  – «кратность динамической стойкости» [3].

Выбор с учетом требований и проверка измерительных трансформаторов тока 110 кВ.

Существующие ТТ заменятся на элегазовые. Достоинства трансформаторов тока элегазовых:

- минимум затрат на обслуживание;
- повышенный уровень взрыво- и пожаробезопасности;
- более длительный номинальный срок службы (35 лет взамен 25 лет);
- компактность, малый вес, пониженный эксплуатационный шум;
- сокращение расходов на техническое обслуживание и эксплуатацию;
- высокая степень экологичности.

Принимаются ТТ марки ТОГФ-110, проверка по условиям выбора:

$$\begin{aligned} U_{\text{н.апп.}} &= 110 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 110 \text{ кВ}, \\ I_{1\text{н.}} &= 600 \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 86,06 \text{ А}, \\ (20 \cdot 150)^2 \cdot 3 &= 27 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \text{ с} > 7,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\ 20 \cdot \sqrt{2} \cdot 150 &= 4243 \text{ кА} > 12,8 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}} \quad (30)$$

где  $Z_{\text{приб.}}$  – «сопротивление приборов вторичной нагрузки, Ом» [3];

$Z_{\text{пров.}}$  – «сопротивление соединительных проводов, Ом» [3];

$Z_{\text{конт.}}$  – сопротивление контактных соединений, около 0,1 Ом.

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (31)$$

где  $l_{\text{пров.}}$  – «длина проводов (для РУ-220 кВ 60-75 м), м» [3];

$\rho$  – «удельное сопротивление проводов, Ом·мм<sup>2</sup>/м» [3];

$S_{\text{пров.}}$  – «сечение проводов, мм<sup>2</sup>» [3].

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (32)$$

где  $S_{\text{приб.}}$ ,  $I_{\text{н,приб.}}$  – «мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А» [3].

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{60 \cdot 0,0175}{4} = 0,2630 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,263 + 0,1 = 0,403 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ при данном значении  $Z_{2\Sigma}$  составит менее 10% [18].

Трансформатор тока ТА (тип ТОГФ-110), который показан на рисунке 13, применённый в настоящей работе, служит с целью передачи сигнала информации об измерении к измерительным устройствам, счётчикам, приборам защиты и контроля в электроустановках переменного тока с напряжением 110 кВ. Выбор трансформатора тока обусловлен прежде всего его высоким качеством изоляции, не требующей сложных и длительных испытаний. Практически полностью отсутствуют внутренние разряды. Контроль состояния внутренней изоляционной среды производится постоянно

с использованием плотномера с блок-контактами, имеющего два значения сигнализации посредством давления в газовой изоляции.



Рисунок 13 – Внешний вид трансформатора ТОГФ-110

На основании вышеприведенного исследования видно, что все номинальные характеристики ТОГФ-110 значительно превышают расчетные, поэтому данное устройство может быть принято для установки на станции.

### 2.3.5 Выбор трансформатора напряжения

«ТН (трансформатор напряжения) требуются в установки для снижения значений напряжения установки на значения, которые можно считать путем измерения и устройства защиты; еще одна важная функция заключается в том, чтобы сделать вторичные цепи измерения и защиты гальванически независима от первичной цепи питания, что обеспечивает большая безопасность для операторов» [6].

«На напряжение 110 кВ принимаем ТН типа НКФ-110-58У1.

Таблица 13 - Паспортные данные НКФ-110-58У1

Номинальное напряжение обмоток, В		Номинальная мощность в классе 0.5 ВА	Предельная мощность ВА	Группа соединений
первичная	вторичная			
$110000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	400	2000	1/1/1-00

Полную мощность на вторичной нагрузке ТН вычисляется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (33)$$

где  $P$  и  $Q$  - соответственно активная и реактивная нагрузка ТН из [6].

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{35^2 + 39^2} = 52 \text{ ВА},$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2Н},$$

$$52 \text{ ВА} \leq 400 \text{ ВА}.$$

Условие выполнено, следовательно, трансформатор напряжения выбран корректно.

Внешний вид трансформатора НКФ-110-58У1 представлен на рисунке 14» [14].



Рисунок 14 – Внешний вид трансформатора НКФ-110-58У1

На основании вышеприведенного исследования видно, что все номинальные характеристики НКФ-110-58У1 значительно превышают расчетные, поэтому данное устройство может быть принято для установки на станции.

### 2.3.6 Выбор жестких шин для ОРУ 110 кВ

Выбор сечения шин по условию длительно допустимого нагрева в рабочем режиме.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж.}} \quad (34)$$

$$I_{\text{доп}} \geq 86,06 \text{ А.}$$

Предварительно приняты медные однополосные шины размером  $80 \times 10$  мм, с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 1900 \text{ А}$ .

Проверка шин на термическую стойкость.

Сечение шин по условию термической стойкости:

$$q_{\text{терм.}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (35)$$

где  $C$  – функция для медных шин.

$$q_{\text{терм.}} = \frac{\sqrt{7,3 \cdot 10^6}}{170} = 16 \text{ мм}^2.$$

Сечение шин по условию длительно допустимого нагрева в рабочем режиме:

$$q_{\text{доп}} = h \cdot b, \quad (36)$$

где  $h$  – высота шины, мм<sup>2</sup>;

$b$  – ширина шины, мм<sup>2</sup>.

$$q_{\text{доп}} = 80 \cdot 10 = 800 \text{ мм}^2.$$

Большее из двух сечений является расчетным.

В ОРУ шины располагаются по вершинам прямоугольного треугольника. Расстояние между осями фазных проводников  $a = 0,3$  м, пролет шины  $l$  должен быть не менее ячейки ОРУ, т.е. в данном случае  $l = 0,9$  м.

Шины механически прочны, если выполняется условие:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}. \quad (37)$$

Механическое напряжение в материале проводника при действии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot 10^{-7}}{a} \cdot \frac{l^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (38)$$

где  $W_{\phi}$ - момент сопротивления проводника относительно оси, перпендикулярной действию усилия:

$$W_{\phi} = \frac{h^2 \cdot b}{6}, \quad (39)$$

$$W_{\phi} = \frac{80^2 \cdot 10}{6} = 10666,67 \text{ мм}^3 = 10,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 171,5 \text{ МПа} - \text{медь МГТ.}$$

Тогда согласно формуле (38):

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{2,2 \cdot (26,05 \cdot 10^3)^2 \cdot 10^{-7}}{0,3} \cdot \frac{0,9^2}{10 \cdot 10,67 \cdot 10^{-6}} = 380,68 \cdot 10^{-8} \text{ ПА,}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 3,81 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 171,5 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется, следовательно, шины механически прочны.

На рисунке 15 представлен внешний вид жесткой ошиновки.

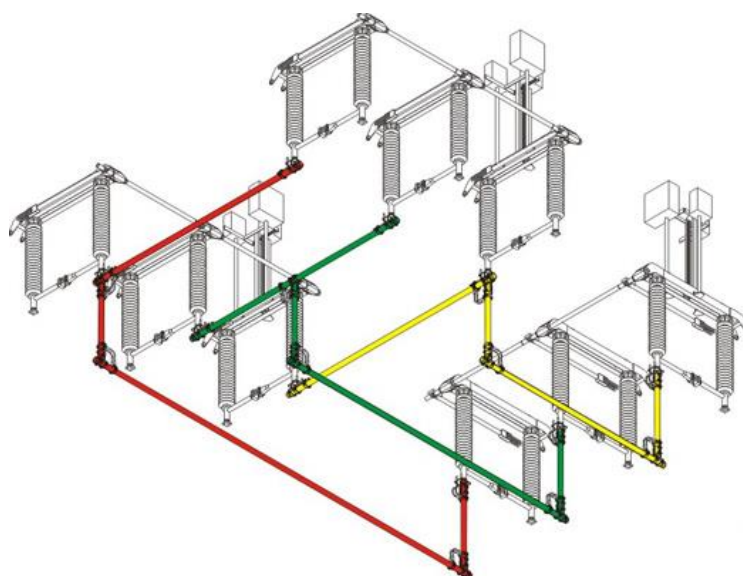


Рисунок 15 – Внешний вид жесткой ошиновки

#### Выводы по разделу 2

Поскольку при разработке системы энергоснабжения сначала необходимо установить электрические нагрузки, в рассмотренном разделе они определялись на основании результатов суточных измерений.

В этом разделе определены места короткого замыкания и сделаны расчеты, т.е. те точки, в которых электрическое оборудование и провода имеют самые негативные воздействия. Расчеты коротких замыканий были сделаны для того, чтобы установить токи, которые будут протекать в максимальном режиме через отрезки этой сети.

Произведен выбор основного оборудования для установки в ОРУ. На стороне высшего напряжения в качестве устройств защиты были приняты современные элегазовые выключатели высокого напряжения марки ВГТ-110.

Все отобранное оборудование прошло проверки на соответствие номинальным параметрам, а также параметры, которые могут возникнуть при аварийных режимах.

## 3 Релейная защита и автоматика

### 3.1 Выбор релейной защиты трансформатора собственных нужд

Используемые для защиты генераторных блоков микропроцессорные приборы «Сириус-Т» представляют собой передовые информационные устройства для обеспечения защиты, регулирования и противоаварийной автоматики и являются комбинированными multifunctionальными средствами, сочетающими в себе множество различных функций по обеспечению защиты, проведению измерений, управлению, автоматизации, локальному и удаленному контролю. Внешний вид терминала представлен на рисунке 16.



Рисунок 16 – Терминал Сириус-Т

Далее рассматривается дифференциальная защита.

#### 3.1.1 Дифференциальная защита

Проверка ТТ [21].

Критерий соответствия по токам:



$$0,1 \cdot I_{\text{НОМ.Т}} < I_{\text{НОМ.ТТ}} < 2,5 \cdot I_{\text{НОМ.Т}}, \quad (40)$$

где  $I_{\text{НОМ.Т}}$  – «номинальный ток ВН силового трансформатора, А» [1];

$I_{\text{НОМ.ТТ}}$  – «номинальный ток первичной обмотки ТТ, А» [1].

$$0,1 \cdot 240,6 < 300 < 2,5 \cdot 240,6 = 601,5 \text{ А.}$$

ТТ проходят проверку.

«По току намагничивания

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода» [21]:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (41)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 7,5}{100} = 0,15 \text{ о. е.}$$

«Базисное сопротивление» [1]:

$$X_6 = \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{н.т.}}}, \quad (42)$$

$$X_6 = \frac{6,3^2}{2,5} = 15,88 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (43)$$

где  $K_1 = 1,1..1,15$  – «коэффициент неполного насыщения стали магнитопровода» [1].

$$X_* = 1,1 \cdot 0,15 = 0,1645 \text{ о. е.,}$$

$$X = 0,1645 \cdot 15,88 = 2,62 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{лин}} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (44)$$

где  $A = 0,39$  – «смещение синусоиды потокосцепления» [1].

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 2,62} = 2728,82 \text{ А.}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ВН.ТТ}}}, \quad (45)$$
$$K_{\text{ТТ}} = \frac{2728,82}{\sqrt{2} \cdot 300} = 6,432 < 6,7.$$

Нагрузочное сопротивление ТТ определяется с помощью уравнения:

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}, \quad (46)$$

где  $R_{\text{к}}$  – «сопротивление контрольного кабеля, Ом» [1];

$R_{\text{пер}}$  – «переходное сопротивление контактов, 0,05 Ом» [1];

$R_{\text{вх.терм}}$  – «входное сопротивление терминала, 0,01 Ом» [1].

$$R_{\text{к}} = \rho \cdot L / S_{\text{к}}, \quad (47)$$

где  $\rho$  – «удельное сопротивление жил, Ом мм<sup>2</sup>/м» [1];

$S_{\text{к}}$  – «сечение жил, мм<sup>2</sup>» [1].

$$R_{\text{к}} = 0,029 \cdot \frac{50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом,}$$

$$R_{\text{нагр}} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.}$$

Для  $R_{нагр} = 0,64$  Ом:  $K_{10} = 24 \geq 20$  [18]. ТТ проходят проверку.

«По отстройке от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для ТТ» [18]:

$$K' = K_6 \cdot I_{НОМ.ТТ}/I_{НОМ.Т} > 20, \quad (48)$$

$$K_6 = K' \cdot I_{НОМ.Т}/I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (49)$$

$$K_6 = 20 \cdot 240,6/300 = 16,04 < 24.$$

Условие выполняется.

Выбор типа торможения.

«Самоадаптирующееся торможение возможно использовать, если отношение амплитуды броска тока намагничивания к первичному номинальному току ВН силового трансформатора не превышает 8» [1]:

$$I_{амп}/I_{НОМ} = 2728,82/240,6 = 11,342 > 8.$$

Выбирается традиционное торможение.

Ток отсечки:

$$I_{dmax} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (50)$$

где  $K_{отс}$  – «коэффициент отстройки, равен 1,4 для МУ РЗА» [1].

$$I_{dmax} \geq 1,4 \cdot 6,432 = 96005 \text{ А.}$$

$$I_{dmax} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (51)$$

где  $K_{отс}$  – «коэффициент отстройки» [1];

$K_{НБ}$  – «коэффициент небаланса» [1].

$$I_{dmax} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2,771 = 2,328 \text{ кА.}$$

Далее рассматривается защита кабельных линий питающие СН ОРУ.

### 3.2 Защита линий питания собственных нужд ОРУ

Защиту линий питания СН (КЛ 6 кВ) будут обеспечивать МУРЗ Сириус-2Л-02, внешний вид – на рисунке 17.



Рисунок 17 – Терминал Сириус-2Л-02

«Функции защиты терминала Сириус-2Л-02:

- дуговая защита;
- МТЗ;
- ТО;
- от обрыва фазы;
- от замыканий на землю (ЗНЗ);
- защита минимального напряжения;
- защита от повышения напряжения;
- возможность подключения газового реле;

- автоматическая частотная разгрузка;
- частотное автоматическое включение;
- контроль наличия напряжения;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое повторное включение линий;
- определение расстояния до места повреждения в линии» [20].

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (52)$$

где  $K_{отс}$  – «коэффициент отстройки» [1].

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (53)$$

где  $I_{р.макс}$  – «расчетный ток КЛ, А» [1].

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (54)$$

где  $k_{cx} = 1$  – «коэффициент схемы подключения ТТ» [1];

$n_T$  – «коэффициент трансформации ТТ» [1].

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (55)$$

Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C3} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (56)$$

где  $k_{OTC}$  – «коэффициент отстройки» [1];

$k_B$  – «коэффициент броска ёмкостного тока» [1];

$I_C$  – «ёмкостный ток присоединения, А» [1]:

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (57)$$

где  $I_{CO}$  – «удельный ёмкостный ток кабеля, А/км» [1];

$L$  – «длина линии, км» [1].

Отстройки для релейной защиты по (52-57):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,241 = 1,205 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 241 = 334,365 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 334,565 \cdot \frac{1}{100/5} = 16,73 \text{ А},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2771}{334,565} = 52,47 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,76 \cdot 0,95 = 1,672 \text{ А},$$

$$I_{C3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,672 = 5,016 \text{ А}.$$

Выводы по разделу 3

Электромеханическая релейная защита полностью замещается микропроцессорной с терминалами линейки Сириус. Выполнен расчет уставок и построена схема микропроцессорной релейной защиты.

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект реконструкции ОРУ 110 кВ ТЭЦ-29, которая географически располагается в городе Электросталь. Актуальность работы обусловлена большим износом электрооборудования из-за отсутствия своевременного капитального и текущего ремонта.

Ниже перечислены полученные результаты реконструкции рассматриваемого объекта:

- в выполненной работе дается краткое перечисление действующего оборудования с дальнейшим выполнением анализа состояния этого оборудования. По результатам исследования открытого распределительного устройства было принято решение о замене основных электроустановок, так как их дальнейшая работа не представляется возможной по причине их физического и морального износа. В работе также предусмотрено внедрение РЗА на микропроцессорных блоках в цепи трансформаторов собственных нужд.
- был проведен анализ зимнего суточного графика эксплуатации ТЭЦ, с помощью которого удалось определить максимальные токи, протекающие в цепи открытого распределительного устройств;
- были определены токи короткого замыкания в основных точках;
- выбрано и проверено на соблюдение приемлемых параметров электрооборудование.

Практическое внедрение описанных в данной работе мер по реконструкции открытых распределительных устройств приобретает важную роль в настоящее время, поскольку существенная часть имеющегося на станциях страны оборудования характеризуется критическим износом. Данная реконструкция позволит повысить эксплуатационную выносливость электростанций и сократит перебои в подаче электроэнергии потребителям.

## Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах: Учебное пособие. Москва: Высшая школа, 2019. 256 с.
2. АО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» [сайт]. URL: [electroshield.nt-rt.ru](http://electroshield.nt-rt.ru) (дата обращения 24.04.2023).
3. ГОСТ 14209 - 85 (СТ СЭВ 3916 - 82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1): утв. и введ. в действие 01.06.2009 г. - Москва: Стандартиформ, 2019. - 30 с.
4. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В: Учебное пособие. Москва: Солон-Пресс, 2019. 416 с.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
6. Кудрин Б.И., Жилин Б.В., Матюнина Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие. Москва: МЭИ, 2018. 412 с.
7. Кудрин Б. И. Электроснабжение: учебное пособие. Москва: Academia, 2019. 352 с.
8. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. - 343 с.
9. Мазуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2: учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск: БНТУ, 2017. 62 с.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2019. 376 с.
11. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2022. 648 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания - М.: Энергия, 2018. 69 с.



13. Сибикин, Ю. Д., Сибикин М. Ю. Электроснабжение: Учебное пособие. Москва: Радио Софт, 2019. 328 с.
14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
15. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС) [Текст] : официальное издание. – М. : Энергоатомиздат, 2021. – 135 с.
16. Твердохлебов К. И. Рекомендации по выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ: Учебное пособие. – Хабаровск 2020. – 205 с.
17. Техническая документация: Электрическая часть ТЭЦ – 29 г. Электросталь. – 2022. – 98 с.
18. Фролов Ю. М., Шелякин В. П. Основы электроснабжения: Учебное пособие. Москва: Лань, 2018. 480 с.
19. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения: Учебное пособие. Москва: Форум, Инфра-М, 2019. 128 с.
20. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: учеб. пособие. Москва: Форум, Инфра-М, 2020. 216 с.
21. Шестаков Д.Н., Помялов С.Ю. Релейная защита трансформаторов с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т»: Методические указания для дипломного проектирования защит трансформаторов раздела «Релейная защита». Курган: КГУ, 2011. 55 с.