

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 «Северная» 110/6 кВ

Студент

С.А. Притчин

(И. О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.С. Романов

(ученая степень, звание, И. О. Фамилия)

Тольятти 2023

## Аннотация

В качестве объекта выпускной квалификационной работы принята подстанция «Северная» напряжением 110/6 кВ. Предмет выпускной квалификационной работы является электрическая часть подстанции напряжений 110 кВ и 6 кВ.

Работа содержит в себе расчет электрической части подстанции.

Расчет электрической части подстанции включает в себя следующие части:

- выбор силовых трансформаторов подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор главной схемы подстанции;
- выбор электрооборудования и токоведущих частей;
- выбор измерительных приборов и измерительных трансформаторов;
- расчет заземления и молниезащиты;
- расчет релейной защиты.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 50 с., включает 19 таблиц, 31 литературных источников, 2 рисунка.

## Содержание

Введение.....	5
1 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов подстанции.....	7
2 Расчет токов короткого замыкания для выбора аппаратов и токоведущих частей.....	10
3 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции .....	15
4 Выбор аппаратов и токоведущих частей.....	16
4.1 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ .....	16
4.2 Выбор высоковольтных разъединителей 110 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ .....	19
4.3 Выбор ограничителей напряжений 110 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ .....	20
4.4 Выбор комплектного распределительного устройства 6 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ.....	21
4.5 Выбор выключателя 6 кВ, встроенного в ячейку КРУ .....	22
4.6 Выбор ограничителей перенапряжений 6 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ .....	23
4.7 Выбор гибких шин и жесткой ошиновки подстанции «Северная» 110/6 кВ .....	24
4.8 Выбор кабелей для отходящих присоединений подстанции «Северная» 110/6 кВ .....	28
5 Выбор контрольно-измерительных приборов и измерительных трансформаторов.....	28
5.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения 110 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ .....	29
5.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения 6 кВ, встроенных в	

ячейки КРУ .....	32
6 Расчет системы заземления и молниезащиты подстанции.....	35
6.1 Расчет заземления подстанции .....	35
6.2 Расчет молниезащиты подстанции .....	38
7 Расчет релейной защиты .....	41
7.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора подстанции.....	41
7.2 Дифференциальная защита трансформатора ДЗТ-2 подстанции «Северная» 110/6 кВ .....	42
7.3 Дифференциальная токовая отсечка трансформатора ДЗТ-1 подстанции «Северная» 110/6 кВ.....	44
Заключение .....	46
Список используемой литературы .....	47

## Введение

Электрическое оборудование подстанции представляет собой крупномасштабный комплекс, включающий высоковольтное и низковольтное оборудование, площадь и место, а также персонал, принимающие участие в обслуживании электроустановки.

Для надежной и безотказного функционирования подстанции очень важно держать оборудование в хорошем функциональном положении. Своевременное и периодическое техническое обслуживание оборудования разрешает поддерживать техническое состояние на требуемом уровне.

Износ оборудования приводят к частым авариям, приводящим к отключениям электроэнергии, что означает низкую надежность, а износ и недостаточная грузоподъемность также являются причиной экономических потерь.

Подстанция «Северная» 110/6 кВ, которая рассматривается в этой выпускной квалификационной работы, была введена в эксплуатацию в 1996 г.

На протяжении всей эксплуатации нагрузки подстанции увеличивались, но существующие трансформаторы ТРДН-25000/110/6 способны полностью обеспечивать необходимых потребителей. При среднем сроке службы 30 лет трансформаторы подстанции практически отработали свой нормативный срок службы, сильно изношены и могут быть заменены новыми.

В реконструкции существующей схемы ЗРУ-110 кВ – 110-5Н на более надежную схему нет необходимости, поскольку основная нагрузка на подстанции приходится на жилые и общественные здания, для которых перебои в подаче электроэнергии не имеют негативных последствий. Кроме того, ЗРУ менее практичны с точки зрения расширения.

Однако часть электрооборудования распределительного устройства 1100 кВ изношено или устарело, а именно масляные выключатели,

разъединители, измерительные трансформаторы. Выполним замену выключателей на элегазовые, обладающие лучшими коммутационными характеристика по сравнению с вакуумными. Измерительные трансформаторы также заменим на элегазовые.

Схема ЗРУ-6 кВ с двумя рабочими секционированными шинами требует замены устаревшего оборудования. Основными потребителями РУ являются жилые здания, к которым не предъявлены высокие требования электроснабжения. Однако для уменьшения вероятности отказов масляные выключатели, применяемые на подстанции, заменим на вакуумные, для уменьшения вероятности отказа оборудования, а также улучшения эксплуатационных характеристик.

Согласно вышеуказанным правилам, целью выпускной квалификационной работы будет реконструкция электрической части подстанции «Северная».

Основные задачи, которые необходимо решить, согласно поставленной цепи:

- расчет токов короткого замыкания;
- выбор главной схемы подстанции;
- выбор электрооборудования и токоведущих частей;
- выбор измерительных приборов и измерительных трансформаторов;
- расчет заземления и молниезащиты;
- расчет релейной защиты.

## 1 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов подстанции

Подстанция «Северная» обеспечивает питание потребителей всех трех категорий электроснабжения. Подстанция обеспечивает подачу электроэнергии потребителям напряжением 6 кВ.

График нагрузки подстанции показан на рисунке 1.

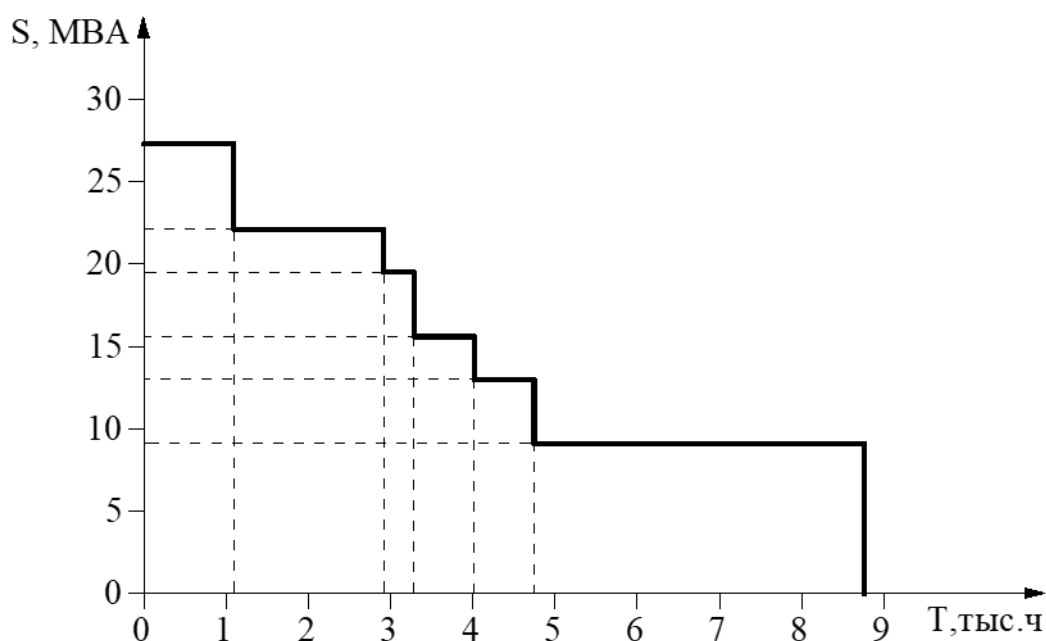


Рисунок 1 – Годовой график нагрузки подстанции

По графику видно, что максимальная мощность подстанции составляет 27,3 МВА.

Подстанция «Северная» 110/6 кВ не является системной под станцией и обеспечивает электроэнергией и электричеством потребителей в относительно небольших количествах.

Начиная с выбора трансформаторов, необходимо остановиться на трехфазных трансформаторах, поскольку, согласно [1], потери этих трансформаторов на 15-20% ниже, чем у однофазных трансформаторов.

На подстанции два уровня напряжения, поэтому необходимо выбрать трансформатор с двумя обмотками.

Практика эксплуатации показала, что при высоких нагрузках на стороне низкого напряжения возникают большие токи короткого замыкания, которые требуется уменьшать. Для этого применяется разделение низковольтной обмотки, что снижает токи короткого замыкания.

«Согласно стандартам технического проектирования подстанций, регулирование напряжения под нагрузкой является одним из обязательных условий установки трансформаторов на подстанциях» [14].

Исходя из вышеизложенной ситуации, тип трансформатора, необходимого для установки на подстанции, остается прежним - ТРДН, но номинальная мощность должна быть проверена на нагрузочную способность.

Большую часть потребителей подстанции составляют потребители третьей категории (жилые здания), однако присутствуют и потребители общественного назначения, в которых может возникнуть угроза жизни при перерыве электроснабжения. Исходя, из процентного соотношения потребителей подстанция относится ко второй категории.

Учитывая необходимую надежность электроснабжения, отсутствие условий и необходимость резервирования трансформаторов в случае аварии, на подстанции необходимо установить два трансформатора.

Номинальная мощность трансформатора находится с учетом аварийной работы. В этом случае полностью загруженный трансформатор должен обеспечивать надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

Номинальная мощность трансформаторов на подстанциях с двумя трансформаторами рассчитывается по формуле:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_{макс}}{k_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (1)$$

где  $S_{макс}$  – значение полной нагрузки подстанции, МВА;

$k_{пер} = 1,4$  – коэффициент полного резервирования всей нагрузки



ПОДСТАНЦИИ.

$$S_{ном.тр} \geq \frac{27,3}{1,4 \cdot (2-1)} = 19,5 \text{ МВА.}$$

Чтобы выбрать значение номинальной мощности трансформатора, в соответствии с [4] берем ближайшую мощность трансформатора по шкале 25МВА.

Параметры трансформатора приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики трансформаторов

Тип трансформатор	$S_{ном}$ , МВА	Номинальное обмоток, кВ		Потери, кВт		$u_k$ , %		$I_x$ , %
		ВН	НН	$P_x$	$P_k$	ВН – НН	СН – НН	
ТРДН-25000/110	25	115	6,3	25	120	10,5	30	0,65

В представленном разделе работы, рассмотрели годовой график электрических нагрузок, определили категории надежности электроснабжения, рассчитали и выбрали номинальную мощность силовых трансформаторов на подстанции.

## 2 Расчет токов короткого замыкания для выбора аппаратов и токоведущих частей

Во время работы подстанций часто возникают короткие замыкания. В случае короткого замыкания различные точки электроустановки случайным или преднамеренным образом соединяются друг с другом или с землей. Короткое замыкание создает дугу, расчеты учитывают дугу как переходное сопротивление, но для удобства допускается не учитывать сопротивление дуги.

«Последствия короткого замыкания очень разнообразны: для электрооборудования - тепловой нагрев, механические повреждения, пожар; для системы – выход генератора из синхронной системы, потеря стабильности электрической системы» [3].

В рамках работы необходимо рассчитать ток короткого замыкания с обеих сторон подстанции, по которым выбрать электрооборудование.

Схема замещения подстанции «Северная» 110/6 кВ показана на рисунке 2.

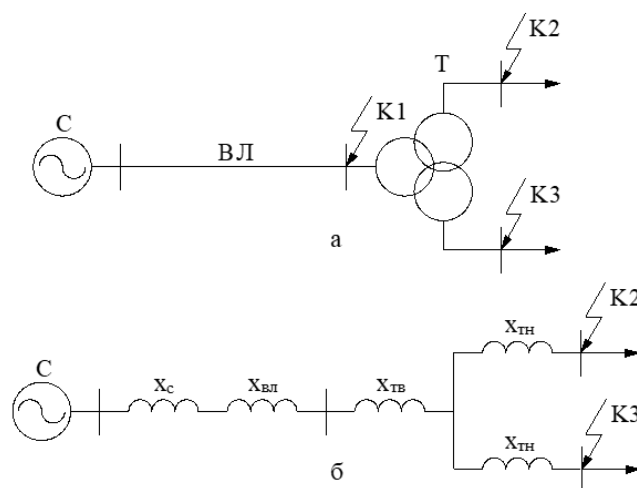


Рисунок 2 – Схемы замещения: расчетная (а) и эквивалентная (б)

Расчет тока короткого замыкания выполняется в относительных единицах, при этом:

- $E_{*\bar{\sigma}} = 1 \text{ о.е.}$ ,
- $S_{\bar{\sigma}} = 1000 \text{ МВА}$ ;
- $S_{кз} = 250 \text{ МВА}$ ;
- длина воздушной линии  $l = 6,5 \text{ км}$ ;
- количество цепей в воздушной линии  $n = 2$ ;
- погонное сопротивление ВЛ  $x_{y\bar{\sigma}} = 0,4 \text{ Ом / км}$ .

«Сопротивление системы» [10]:

$$x_{*c} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{кз}} = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ о.е.}, \quad (2)$$

«Сопротивление воздушной линии» [8]:

$$x_{*вл} = \frac{1}{n} \cdot x_{y\bar{\sigma}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_n^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 6,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,098 \text{ о.е.}, \quad (3)$$

«Сопротивление обмоток трансформатора» [10]:

$$x_{*тв} = \frac{u_{кв} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.т}}, \quad (4)$$

где  $u_{кв}$  – напряжение короткого замыкания высокой стороны, %.

Напряжение короткого замыкания ВН определяется по формуле:

$$u_{кв} = u_{к.ВН-НН} - 0,25u_{к.НН1-НН2}, \quad (5)$$

где  $u_{к.ВН-НН} = 15\%$  – «напряжение короткого замыкания между ВН и НН» [3];

$u_{к.НН1-НН2} = 30\%$  – «напряжение короткого замыкания между НН1 и НН2» [3].

$$u_{кв} = 10,5 - 0,25 \cdot 30 = 3 \%$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения:

$$x_{*mv} = \frac{3}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 1,2 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обмоток НН1, НН2 находится по формуле:

$$x_{*mn} = \frac{u_{кн} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.т}}, \quad (6)$$

где  $u_{кн}$  – напряжение короткого замыкания низкой стороны. %.

Напряжение короткого замыкания нН определяется по формуле:

$$u_{кн} = 0,5u_{к.НН1-НН2} = 0,5 \cdot 30 = 15 \%, \quad (7)$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения:

$$x_{*mn} = \frac{15}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 6 \text{ о.е.}$$

Сопротивление расчетной точки определяется путем суммирования сопротивлений составляющих элементов [9]:

$$x_{*рез.К1} = x_{*c} + x_{*6л} = 0,4 + 0,098 = 0,498 \text{ о.е.}, \quad (8)$$

$$x_{*рез.К2} = x_{*рез.К1} + x_{*mv} + x_{*mn} = 0,498 + 1,2 + 6 = 7,698 \text{ о.е.} \quad (9)$$

«Начальное действующее значение периодической составляющей» [10]:

$$I_{n.0} = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез}} \cdot I_{б}, \quad (10)$$

«Базисный ток определяется по формуле» [11]:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}}, \quad (11)$$

где  $U_{б}$  – напряжение той ступени, для которой рассчитывается ток короткого замыкания, кВ.

$$I_{б.К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА},$$

$$I_{б.К2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Тогда по выражению (10):

$$I_{n.0.К1} = \frac{1}{0,498} \cdot 5,03 = 10,1 \text{ кА},$$

$$I_{n.0.К2} = \frac{1}{7,698} \cdot 91,75 = 11,92 \text{ кА},$$

«Ударный ток КЗ» [10]:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot k_{yд},$$

(12)

где  $k_{y\partial}$  – «ударный коэффициент» [10].

$$i_{y\partial.K1} = \sqrt{2} \cdot 10,1 \cdot 1,82 = 25,92 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial.K2} = \sqrt{2} \cdot 11,92 \cdot 1,37 = 23,03 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Величина	Значение, кА
$I_{n.0.K1}$	10,1
$I_{n.0.K2}$	11,92
$i_{y\partial.K1}$	25,92
$i_{y\partial.K2}$	23,03

По составленной схеме замещения расчетной электрической схемы определены токи короткого замыкания на шинах подстанции. Полученные расчеты будут использованы при выборе электрических аппаратов.

### **3 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции**

Подстанция «Северная» обеспечивает электроэнергией потребителей всех трех категорий электроснабжения поэтому, необходимо обеспечить высокую степень надежности. Схема позволять проводить ремонты и осмотр оборудования для обеспечения потребителей электроэнергией в условиях ремонта и аварийного вывода одного из трансформаторов.

Действующая схема подстанции – мостиковая схема №110 – 5Н, распространенная схема для подстанций на напряжение 110 кВ. Она применяется в проходных двухтрансформаторных подстанциях с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при коротком замыкании на ВЛ в нормальном режиме работы.

В перспективе увеличения нагрузок подстанции «Северная» 110/6 главная электрическая схема требует модернизации. Реализацию изменения схемы возможна только за счет замены устаревшего оборудования, на новое, которое способно выдержать увеличение нагрузки.

Схема ЗРУ-6 кВ, не изменяется (Схема №10(6)-2). Электрическая схема подстанции обеспечить питание потребителей, обеспечить надежности электроснабжения с заявленными требования потребителей. Так как распределительное устройство находится в общем здании с ЗРУ-110 кВ, то увеличение ее в размерах также затруднительно.

В данном разделе был проведен анализ действующих главных схем подстанции, по которому принято решение не проводить расширения подстанции, т.к. это затрудняет конструктивное исполнение распределительных устройств.

## 4 Выбор аппаратов и токоведущих частей

### 4.1 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ

Выключатели являются важным электрооборудованием. В любой аварийной ситуации, такой как перегрузка, короткое замыкание и т.д., он может поддерживать целостность оборудования подстанции.

Существующими выключателями является масляный баковый силовой выключатель МКП-110 кВ, в которых дуга при размыкании контактов, гасится в масле. До сих пор на всех восстановленных или вновь введенных в эксплуатацию подстанциях пытались отказаться от использования выключателей дугогасительных средств на масляной основе.

Это решение объясняется взрывоопасностью и пожароопасностью таких выключателей, большими размерами и наличием системы управления маслом на подстанциях. Даже принимая во внимание такие преимущества, как простая конструкция и приемлемая разрывная способность.

Масляный выключатель предлагается заменить на элегазовый выключатель ВГТ-110 [15].

Характеристики выключателя для расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры выключателя ВГТ-110 кВ

Параметры	Значение
$U_{ном}$ , кВ	110
$I_{ном}$ , А	3150
$I_{откл}$ , кА	40
$i_{дин}$ , кА	102
$I_T^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	$40^2 \cdot 3 = 4800$



Основные условия сравнения приведены ниже.

По номинальному напряжению [6]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (13)$$

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

$U_{уст}$  – напряжения установки, кВ.

По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_p, \quad (14)$$

где  $I_{ном}$  – «номинальный ток выключателя, А» [15];

$I_p$  – расчетный ток сети, А.

По предельному току электродинамической стойкости (действующему и амплитудному):

$$I_{откл} \geq I_{н.0}, \quad (15)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (16)$$

где  $I_{откл}$  – «отключающая способность, кА» [15];

$i_{дин}$  – «ток электродинамической стойкости, кА» [15].

По термической стойкости:

$$B_{к.расч} \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (17)$$

где  $I_T$  – «предельный ток термической устойчивости, кА» [15];

$t_T$  – «длительность протекания тока термической устойчивости, с» [15].

Термический импульс:

$$B_{к.расч} = I_{н.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (18)$$

где  $t_{откл} = 0,01 + 0,055 \text{ с}$  – «время отключения выключателя»;

$T_a = 0,03 \text{ с}$  – «постоянная времени затухания апериодической составляющей» [4].

$$B_{к.расч} = 10,1^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 9,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По коммутационной способности:

$$\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл} \geq \sqrt{2} \cdot I_{н.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (19)$$

где « $\beta_{норм} = 45\%$  – нормированное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе» [15];

$$\tau = 0,01 + 0,038 = 0,048 \text{ с}.$$

$$\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл} \geq \sqrt{2} \cdot I_{н.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

Расчетный ток сети равен:

$$I_p = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,7 \text{ А}, \quad (20)$$

Сравнение проведено по условиям (13–19) и представлено далее:

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$3150 \text{ А} \geq 125,7 \text{ А};$$

$$40 \text{ кА} \geq 10,1 \text{ кА};$$

$$102 \text{ кА} \geq 25,92 \text{ кА};$$

$$9,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$25,38 \text{ кА} \geq 2,88 \text{ кА}.$$

Все условия выбора выполняются.

#### 4.2 Выбор высоковольтных разъединителей 110 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ

Существующие разъединители РДЗ-2-110 износились и требуют замены. В качестве замены предлагается разъединитель РПД-УЭТМ-110 [16].

Параметры разъединителя представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры разъединителя РПД-УЭТМ-110

Параметры	Значение
$U_{ном}$ , кВ	110
$I_{ном}$ , А	1250
$i_{дин}$ , кА	64
$I_T^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	$25^2 \cdot 3 = 1875$

Разъединитель проверяется по условиям (13 – 17).

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$1250 \text{ А} \geq 125,7 \text{ А};$$

$$64 \text{ кА} \geq 25,92 \text{ кА};$$

$$9,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все условия выполняются, разъединитель годен к эксплуатации.

### 4.3 Выбор ограничителей напряжений 110 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ

Разрядники РВС-110 кВ нуждается в замене из-за износа. «Ограничитель перенапряжений ОПНн-110/650/88 обеспечивает защиту изоляции электрооборудования подстанции от волн перенапряжений (коммутационных или грозových)» [19].

По условию (13):

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ},$$

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН  $U_{нро}$  должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети  $U_{нр}$ , нормируемого:

$$U_{нр} = \frac{U_p \cdot 1,05}{\sqrt{3}},$$

(21)

где  $U_p = 126 \text{ кВ}$  – «наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети» [19];

$$U_{нр} = \frac{126 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ} < 88 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

#### 4.4 Выбор КРУ 6 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ

«К установке принимается современное блочно-модульное комплектное распределительное устройство фирмы Электроцит – КРУ-СЭЦ-70-10» [20].

«КРУ-СЭЦ-70-10 – современное высокотехнологичное комплектное распределительное устройство, обладающее большим числом преимуществ:

– возможность встраивания различного новейшего оборудования, по сравнению с предыдущим оборудованием КРУ, улучшила номинальный ток, номинальный ток отключения (для автоматических выключателей), класс точности (для трансформаторов тока) и другие характеристики;

– релейная защита основана на микропроцессорном терминале для обеспечения высокой производительности и избирательности защиты;

– расположите наиболее удобные и логичные модули вместе для легкого доступа и обслуживания;

– в каждом блоке предусмотрена защита от дуги, изготовленная на основе оптоволоконных датчиков;

– возможность вывода цепей управления различным оборудованием в отдельный клеммник для организации дистанционного управления» [20].

Расчетный ток рассчитывается в соответствии с уравнением:

$$I_p = \frac{S_{ном.тр}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1146,9 \text{ A.}$$

Максимальный ток с учетом 40% загрузки трансформатора:

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_p = 1,4 \cdot 1146,9 = 1605,7 \text{ A.}$$

Основные параметры КРУ-СЭЦ-70 представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные характеристики КРУ-СЭЩ-70-10

Параметры	Значение
$U_{ном}$ , кВ	6
$I_{ном}$ , А	630

Мы рассмотрели КРУ-СЭЩ-70-10 его основные преимущества и характеристики.

#### 4.5 Выбор выключателя 6 кВ, встроенного в ячейку КРУ

Выбор включает в себя выбор входных переключателей и переключателей выходной линии. Согласно опыту эксплуатации каждой подстанции, наиболее разумным выключателем для напряжения 6 кВ является ВВУ-СЭЩ-П. «Вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-П обладают повышенным числом циклов коммутаций, или коммутационным ресурсом» [22].

Параметры выключателей представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры выключателей

Параметры	Вводной	Отходящий
$U_{ном}$ , кВ	10	10
$I_{ном}$ , А	2000	630
$I_{откл}$ , кА	40	40
$i_{дин}$ , кА	102	102
$I_T^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	$40^2 \cdot 3 = 4800$	$40^2 \cdot 3 = 4800$

Сравнение проведено по условиям (13-19) и представлено далее:

$$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ};$$

$$2000/630 \text{ А} \geq 1605,7/261 \text{ А};$$

$$40 \text{ кА} \geq 11,92 \text{ кА};$$

$$102 \text{ кА} \geq 23,03 \text{ кА};$$

$$17,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$25,45 \text{ кА} \geq 6,2 \text{ кА}.$$

Все условия выполняются.

#### **4.6 Выбор ограничителей перенапряжений 6 кВ подстанции «Северная» 110/6 кВ**

На стороне 6 кВ выбираем «ограничитель перенапряжения ОПНп-10/650/13,7» [25].

Выбор производим по условию (13):

$$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}.$$

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение:

$$U_{np} = \frac{U_c}{K_t}, \quad (22)$$

где  $K_t = 1,13$  – коэффициент, равный отношению допустимого изготовителем увеличения напряжения.

$$U_{np} = \frac{12}{1,13} = 10,6 \text{ кВ} < 13,7 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

#### 4.7 Выбор гибких шин и жесткой ошиновки подстанции «Северная» 110/6 кВ

Ошиновка подстанции выполняется проводами АС и прямоугольными алюминиевыми шинами. Силовой трансформатор подключен к входной батарее ЗРУ-6 кВ через жесткую прямоугольную шину.

Требуемое поперечное сечение можно рассчитать по следующей формуле:

$$S_{\text{ошин}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{э}}}, \quad (23)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – номинальный ток соответствующей стороны;

$j_{\text{э}} = 1,8 \text{ A / мм}^2 / 1 \text{ A / мм}^2$  – плотность тока по критерию

экономической плотности для меди и алюминия соответственно.

Затем выполняется расчет по формуле (23) при двух условиях и выберите деталь, которая подходит для большей стороны: в соответствии с условиями нагрева ток допускается в течение длительного времени и в соответствии с тепловым сопротивлением:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (24)$$

где  $I_{\text{макс}}$  – ток соответствующей 40 % перегрузке;

$I_{\text{доп}}$  – «ток провода или шины по каталогу» [5].

Сечение проводника по условию термостойкости:

$$S_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{терм}}}}{C_{\text{терм}}} \leq S_{\text{ошин}}, \quad (25)$$

где  $B_{\text{терм}}$  – интеграл Джоуля;



$C_{терм}$  – «параметр: 170 для жесткой ошиновки, т.к. материал – медь; 90 для провода» [10].

Кроме того, необходимо проверить, могут ли гибкие и жесткие шины противостоять электрическому воздействию токов короткого замыкания. В случае если ток короткого замыкания составляет менее 20кА, гибкая шина не проверяется. Поскольку ток короткого замыкания равен 10,1А, гибкая шина не будет проверяться на электрическое воздействие тока короткого замыкания. Для жестких втулок это условие имеет вид:

$$\sigma_{раб} \leq \sigma_{доп}, \quad (26)$$

где  $\sigma_{доп}$  – допустимое напряжение короткого замыкания в материале, используемом для изготовления шин.

$$\sigma_{раб} = \frac{\sqrt{3} \cdot l_{np}^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_p}{\lambda_{кр} \cdot W_{сопр} \cdot a_{мф}}, \quad (27)$$

где  $l_{np} = 2 м$  – расстояние между шинами;

$k_{\phi} = 1$  – «коэффициент формы проводника» [4];

$k_p = 1$  – «коэффициент взаимного расположения проводников» [4];

$\lambda_{кр} = 8$  – «коэффициент, определяемый в зависимости от закреплений шин» [4];

$W_{сопр}$  – момент сопротивления шины;

$a_{мф} = 1 м$  – расстояние между фазами.

Расчетный момент сопротивления шины определяется по формуле:

$$W_{сопр} = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,12 \cdot 0,01^2}{6} = 2 \cdot 10^{-6} м^3, \quad (28)$$

Для жестких шин необходимо проверить частоту собственных колебаний. Для гибких проводников необходимо проверить корону провода. Рассчитаем критическое натяжение и натяжение вокруг стальной проволоки, а затем сравнения.

Собственная частота колебаний конструкции [12]:

$$f_0 = \frac{r_{\text{колеб}}^2}{2\pi l_{\text{пр}}^2} \cdot \sqrt{\frac{E_{\text{упр}} \cdot J_{\text{инерц}}}{m}}, \quad (29)$$

где  $r_{\text{колеб}}^2 = 4,73$  – основная собственная частота шины;

$m = 2,1 \text{ кг/м}$  – погонная масса жесткой ошиновки;

$J_{\text{инерц}}$  – момент инерции шины.

$$J_{\text{инерц}} = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,12 \cdot 0,01^3}{12} = 1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4, \quad (30)$$

Условие возникновения короны [13]:

$$1,07E_{\text{пр}} \leq 0,9E_{\text{крит}}, \quad (31)$$

где  $E_{\text{крит}}$  – критическая напряженность поля;

$E_{\text{пр}}$  – околопроводная напряженность поля.

Критическая напряженность поля определяется по формуле:

$$E_{\text{крит}} = 30,3 \cdot m_{\text{шерох}} \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (32)$$

где  $m_{\text{шерох}} = 0,82$  – коэффициент шероховатости.

$r_0$  – радиус провода.

Напряженность поля около провода:

$$E_{np} = \frac{0,345U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (33)$$

где  $D_{cp} = 1,26D$  – расстояние между проводами фаз ( $D = 3$  м).

Расчет по формулам и условиям (23-33) приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет и выбор токопроводом подстанции

Расчетное условие	Гибкая ошиновка	Жесткая ошиновка
$S_{ошин}$	$\frac{125,7}{1} = 125,7 \text{ мм}^2$	$\frac{1605,7}{1,8} = 892,1 \text{ мм}^2$
Принятый проводник	АС-150/24	Шина 120x10
$I_{макс} \leq I_{дон}$	$176 \text{ А} \leq 365 \text{ А}$	$2248 \text{ А} \leq 2560 \text{ А}$
$S_{мин}$	$\frac{\sqrt{9,69} * 10^3}{90} = 34,6 \text{ мм}^2$ $34,6 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$	$\frac{\sqrt{17,5} * 10^3}{170} = 24,6 \text{ мм}^2$ $24,6 \text{ мм}^2 \leq 1200 \text{ мм}^2$
$\sigma_{раб} \leq \sigma_{дон}$	–	$22,9 \text{ МПа} \leq 200 \text{ МПа}$
$f_0$	–	$16,4 \text{ Гц} < 30 \text{ Гц}$
$1,07 E_{пр} \leq 0,9 E_{крит}$	$18 \text{ кВ/см} < 29,6 \text{ кВ/см}$	$\frac{1605,7}{1,8} = 892,1 \text{ мм}^2$

Мы произвели расчеты гибких шин и жесткой ошиновки подстанции «Северная» 110/6 кВ.

## 4.8 Выбор кабелей для отходящих присоединений подстанции «Северная» 110/6 кВ

Кабель проверяется по условию (23). Экономическая плотность тока для кабеля принимается равной  $j_{эк} = 1,3 \text{ А/мм}^2$ , .

Кабель проверяем по допустимому току по условию:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (34)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – ток допустимый к протеканию в кабеле с учетом поправок;

$k_1 = 1$  – поправка на число кабелей, проложенных рядом в земле;

$k_2 = 1,05$  – поправка на окружающую температуру.

По термической стойкости кабель проверяется по условию (25), причем  $C_{\text{терм}} = 90$ .

Выбор кабелей представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка кабеля

Расчетное условие	Ток отходящих линий											
	80	92	105	112	137	162	182	201	251	251	261	261
$S_{\text{эк}}, \text{мм}^2$	61,5	70,8	80,8	86,2	105,4	124,6	140	154,6	193,1	193,1	200,8	200,8
Кабель	АСБ 3х жильный											
$S_{\text{каб}}, \text{мм}^2$	70	95	95	95	120	150	150	185	240	240	240	240
$S_{\text{мин}}, \text{мм}^2$	24,6											
$I_{\text{доп}}, \text{А}$	190	225	225	225	260	300	300	340	390	390	390	390

В представленном разделе провели выбор, проверку электрических аппаратов подстанции. Все выбранные аппараты соответствуют рабочим и эксплуатационным характеристикам.

## 5 Выбор контрольно-измерительных приборов и измерительных трансформаторов

### 5.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения 110 кВ

Принимаем к установке ТТ и ТН: ТРГ-110 и НКФ-110-57.

Параметры трансформатора тока «ТРГ-110» [17] приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики трансформатора тока

Параметры	Значение
$U_{ном}$ , кВ	110
$I_{ном}$ , А	200
$i_{дин}$ , кА	102
$I_T^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> ·с	$40^2 \cdot 3 = 4800$
$S_{ном}$ , ВА	0,2 / 50

К измерительным обмоткам трансформатора тока подключаются счетчики типа ЦЭ6850, ваттметры ЩВ02.1, амперметры Э4270.

Сопротивление вторичной цепи определяется по формуле:

$$Z_{ном} = Z_{приб} + R_{пров} + R_{конт}, \quad (35)$$

где  $R_{пров}$  – сопротивление жил кабеля, Ом;

$R_{конт} = 0,05 \text{ Ом}$  – переходное сопротивление контактов;

$Z_{приб}$  – полная мощность, потребляемая подключенными приборами, Ом.

При расчете нагрузки вторичной цепи необходимо учитывать схему переключения, поэтому формула (35) преобразуется в следующую:

$$Z_{ном} \geq Z_{приб} + (R_{пров} + R_{конт}) \cdot k_{сх}, \quad (36)$$

где  $k_{сх} = 1$  – коэффициент схемы.

Сопротивление проводов:

$$R_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{пров}}{q}, \quad (37)$$

где  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м} / \text{мм}^2$  – удельное сопротивление проводов с медными жилами;

$q$  – сечение жилы кабеля,  $\text{мм}^2$ ;

$l_{пров} = 75 \text{ м}$  – расчетная длина провода.

Далее с использования (36) можно найти допустимое сопротивление, а затем минимальное поперечное сечение жилы кабеля

$$R_{пров} = \frac{Z_{ном} - Z_{приб} - R_{конт}}{k_{сх}}, \quad (38)$$

$$q_{\min} = \frac{\rho \cdot l_{пров}}{R_{пров}}, \quad (39)$$

Расчет по формулам (38-39) для одного из трансформаторов тока представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет трансформатора тока 110 кВ

ТТ	$Z_{ном}$ , Ом	$Z_{приб}$ , Ом	$R_{конт}$ , Ом	$k_{сх}$	$\rho$ , Ом·м/мм <sup>2</sup>	$l_{пров}$ , м	$R_{пров}$ , Ом	$q$ , мм <sup>2</sup>
ТРГ – 110	2	0,2	0,05	1	0,017	75	1,75	0,73

Нагрузка вторичных цепей в пределах допустимых норм. Соответственно минимальное сечение кабеля принимается 2,5 мм<sup>2</sup>.

Параметры трансформатора НКФ-110-57 [18] приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры трансформатора напряжения НКФ-110-57

Параметры	Значение
$U_{ном}$ , кВ	110
$U_{ном.осн} / U_{ном.доп}$ , В	100/ $\sqrt{3}$ ; 100
$S_{ном}$ , ВА	0,2 / 100

К измерительным обмоткам подключаются счетчики ЦЭ6850, вольтметр. Нагрузка обмоток трансформатора напряжения симметричны.

Активное сопротивление вторичной цепи:

$$R_3 = R_{приб} + R_{пров} + R_{конт}, \quad (40)$$

где  $R_{пров}$  – сопротивление жил кабеля, Ом;

$$R_{приб} = 0,06 \text{ Ом} \text{ – сопротивление приборов, Ом.}$$

$$R_{конт} = 0,05 \text{ Ом} \text{ – сопротивление приборов, Ом.}$$

Падение напряжения на проводе от трансформатора напряжения [21]:

$$\Delta U = \frac{R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}}}{R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}}} \leq 0,25\%, \quad (41)$$

Расчет по формулам (40-41) приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет трансформатора напряжения 110 кВ

ТН	$R_{\text{конт}}$ , Ом	$R_{\text{приб}}$ , Ом	$R_{\text{пров}}$ , Ом	$l_{\text{пров}}$ , м	$\Delta U$
НКФ-110-57	0,05	0,06	0,077	11	0,008

Падение напряжения в проводах в пределах нормы. Трансформаторы напряжения проходят по условиям (13, 16, 17).

## 5.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения 6 кВ, встроенных в ячейки КРУ

«В качестве трансформатора тока выбираем ТОЛ-СЭЩ-10» [23], который обеспечивает питание и передачу по различным цепям, таким как РЗиА, телемеханика и АСКУЭ, с малыми потерями и искаженными информационными сигналами.

Параметры трансформатора тока представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры трансформатора тока ТОЛ – СЭЩ – 10

Параметры	Значение
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	1500
$i_{\text{дин}}$ , кА	102
$I_T^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> · с	$40^2 \cdot 3 = 4800$



Продолжение таблицы 13

Параметры	Значение
$S_{ном}$ , ВА	0,2 / 15

Трансформаторы тока и напряжения 6 кВ выбираются по формулам.

Выбор трансформаторов тока 6 кВ по допустимой нагрузке представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет трансформатора тока 6 кВ

ТТ	$Z_{ном}$ , Ом	$Z_{приб}$ , Ом	$R_{конт}$ , Ом	$k_{сх}$	$\rho$ , Ом·м/мм <sup>2</sup>	$l_{пров}$ , м	$R_{пров}$ , Ом	$q$ , мм <sup>2</sup>
ТОЛ-СЭЩ-10	0,6	0,2	0,5	1	0,0175	40	0,35	2

Мы рассчитали трансформатор тока 6 кВ. Нагрузка вторичных цепей в пределах допустимых норм. Соответственно минимальное сечение кабеля принимается 2,5 мм<sup>2</sup>.

В качестве ТН выбираем НАЛИ-СЭЩ-6 кВ. «Параметры трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-6» [24] приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-6

Параметр	Значение
$U_{ном}$ , кВ	6,3
$U_{ном.осн} / U_{ном.доп}$ , В	100; 100/√3
$S_{ном}$ , ВА	0,2 / 90

Выбор трансформатора напряжения 6 кВ представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-6

ТН	$R_{конт}$ , Ом	$R_{приб}$ , Ом	$R_{пров}$ , Ом	$l_{пров}$ , м	$\Delta U$
НАЛИ-СЭЩ-6	0,05	0,06	0,085	40	0,00008

Падение напряжения в проводах в пределах нормы.

Выполнили расчет и выбор измерительных трансформаторов. Выбранные трансформаторы проходят проверку по расчетному току и допустимой вторичной нагрузке.

## 6 Расчет системы заземления и молниезащиты подстанции

### 6.1 Расчет заземления подстанции

Система молниезащиты предназначена для защиты оборудования ЗРУ от прямых ударов молнии. Данные для расчета системы заземления: площадь  $S = 900 \text{ м}^2$ , периметр  $P = 120 \text{ м}$

Ток трехфазного короткого замыкания  $I_{кз}^{(3)} = 10,1 \text{ кА}$ .

Длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (42)$$

где  $l_g = 5$  – длина вертикальных заземлителей.

$$L_g = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 42 = 210 \text{ м}.$$

Коэффициент  $\Delta$  [2]:

$$\Delta = \frac{l_g + t}{\sqrt{S}}, \quad (43)$$

где  $t = 0,5 \text{ м}$  – глубина установки горизонтальных заземлителей.

$$\Delta = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{900}} = 0,183.$$

Коэффициент  $A$ :

$$A = 0,35 - 0,25 \frac{L_g + t}{\sqrt{S}} = 0,35 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{900}} = 0,304, \quad (44)$$

Сопротивление земли:

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 - \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\Delta = 70 - \left( \frac{20}{70} \right)^{0,183} = 69,2, \quad (45)$$

Сопротивление заземлителя:

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_z + L_g} = 0,304 \cdot \frac{69,2}{\sqrt{900}} + \frac{69,2}{2000 + 210} = 0,733 \text{ Ом}, \quad (46)$$

Сопротивление заземляющего устройства с естественными заземлителями:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} < 0,5, \quad (47)$$

где  $R_e$  – приближенное сопротивление естественных заземлителей.

$$R_3 = \frac{0,733 \cdot 1,5}{0,733 + 1,5} = 0,49 < 0,5$$

Расчётное сопротивление заземлителя ниже допустимого значения.

Проверим на напряжения прикосновения.

Время прикосновения:

$$\tau = t_{pz} + t_{ov}, \quad (48)$$

где  $t_{pz}$  – время действия релейной защиты;

$t_{ov}$  – время отключения выключателя.

$$\tau = 0,5 + 0,06 = 0,56 \text{ с}.$$

Так как расчетное время прикосновения равно 0,56 с, тогда напряжение прикосновения принимаем равным 98 В.

Определим коэффициент  $M$  :

$$M = \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{20}{70} = 0,29; \quad (49)$$

Коэффициент распределения потенциала по поверхности земли:

$$\alpha = M \cdot \left( \frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_g \cdot L_z} \right)^{0,45} = 0,29 \cdot \left( \frac{5 \cdot \sqrt{900}}{4,5 \cdot 2000} \right)^{0,45} = 0,046, \quad (50)$$

Определяем коэффициент  $\beta$ :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + (R_c \cdot \rho_1)}, \quad (51)$$

где  $R_q$  – сопротивление тела человека, Ом;

$R_c$  – сопротивление растеканию тока, Ом;

$\rho_1$  – сопротивление верхнего слоя грунта.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + (1,5 \cdot 20)} = 0,97.$$

Напряжение прикосновения человека:

$$U_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 10100 \cdot 0,3 \cdot 0,046 \cdot 0,97 = 135,2 \text{ В}, \quad (52)$$

$$135,2 \text{ В} \geq 98 \text{ В}.$$

Расчетное значение напряжения касания выше допустимого значения. Чтобы снизить напряжение касания, мы выполним удаление пыли и песка. Толщина слоя песка составляет 0,3 м.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + (1,5 \cdot 320)} = 0,68,$$

Напряжение прикосновения с учетом присыпки:

$$U_v = 10100 \cdot 0,3 \cdot 0,046 \cdot 0,68 = 94,8 \text{ В},$$
$$98 \text{ В} \geq 94,8 \text{ В}.$$

После присыпки песком, напряжение прикосновения удовлетворяет требованиям ПУЭ.

## 6.2 Расчет молниезащиты подстанции

Для ЗРУ 110 кВ установку молниеотводов выполним на крыше здания. Высота защищаемого объекта, выбрана высота здания ЗРУ 110 кВ –  $h_x = 10$  м.

Исходя из размеров подстанции принимаем расстояние между ближними молниеотводами  $l_1 = 30$  м и расстояние между удаленными молниеотводами  $l_2 = 30$  м.

Предельное расстояние между молниеотводами определим по формуле:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{30^2 + 30^2} = 42,4 \text{ м}, \quad (53)$$

Так как заданию высота молниеотвода  $h \leq 30$  м, то предельное расстояние между молниеотводами составляет:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a, \quad (54)$$

Рассчитаем высоту превышения молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{42,4}{8} \geq 5,3 \text{ м}, \quad (55)$$

Принимаем  $h_a = 6$  м.

Рассчитаем высоту молниеприемника:

$$h = h_a + h_x = 6 + 10 = 16 \text{ м} \quad (56)$$

Определим высоту вершины конуса для стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,92h = 0,92 \cdot 16 = 14,7 \text{ м}, \quad (57)$$

Найдем высоту защищаемого объекта

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5 \cdot (16 - 1,1 \cdot 10) = 7,5 \text{ м}, \quad (58)$$

Радиус защиты стержневого молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 16 = 24 \text{ м}, \quad (59)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов определим по выражениям:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 14,7 - 0,14 \cdot (30 - 16) = 12,7 \text{ м}, \quad (60)$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 14,7 - 0,14 \cdot (30 - 16) = 12,7 \text{ м}, \quad (61)$$

Для выбранного молниеприемника ширина средней части зоны на уровне земли составит:

$$r_c = r_0 = 24 \text{ м}.$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны попарно взятых молниеприемников определим по формулам:

$$r_{cx1} = r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 24 \cdot \frac{12,7 - 10}{12,7} = 5,1 \text{ м}, \quad (62)$$

В данном разделе проведен расчет заземления и молниезащиты подстанции. Заземление и молниезащиты обеспечивает защиту оборудования подстанции.



## 7 Расчет релейной защиты

«В качестве основного типа РЗА применяются микропроцессорные терминалы защит типа «Сириус» производства ЗАО «Радиус Автоматика» для выполнения функций РЗА, управления и сигнализации на постоянном оперативном токе, в том числе с организацией центральной сигнализации» [26].

Подстанция «Северная» 110/6 кВ оснащается следующими микропроцессорными защитами:

- защита силового трансформатора (дифференциальная защита, газовая защита, МТЗ, защита от перегрузки, контроль износа вводов);
- защита ошиновки трансформатора и сборных шин;
- защита выключателей 10, 110 кВ (вводные, секционные, УРОВ);
- автоматическое регулирование напряжения трансформатора (АРНТ).

В качестве примера будет рассмотрен расчет дифференциальной защиты трансформатора Сириус-3Т» [27].

### 7.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора подстанции «Северная» 110/6 кВ

Расчет тока вторичной обмотки, осуществляется по следующей формуле:

$$I_{\text{ном.выкл}} = \frac{I_{\text{расч}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}}}, \quad (63)$$

где  $k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы;

$k_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Расчеты уставок, определяющих вторичные токи, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет уставок дифзащиты

Параметры	ВН	НН
$I_{расч}$	125,7	1146,9
–	звезда	Звезда
$k_{тт}$	200 / 5	2000 / 5
$I_{ном.втор}$	3,14	2,87
$I_{уст}$	3,14	2,87

Мы произвели расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора подстанции «Северная» 110/6 кВ.

## 7.2 Дифференциальная защита трансформатора ДЗТ-2 подстанции «Северная» 110/6 кВ

Базовое значение настройки определяет чувствительность защиты. Чтобы обеспечить чувствительность к полному замкнутому контуру, следует приложить усилия для установки заданного значения в диапазоне 0,3-0,5.

Значение  $I_{\Delta 1} / I_{базис}$  [24]:

$$\frac{I_{\Delta 1}}{I_{базис}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб}, \quad (64)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб}$  – относительный ток небаланса.

Расчетный ток небаланса [28]:

$$I_{нб} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f, \quad (65)$$

где  $K_{пер} = 2,5$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн} = 1$  – коэффициент, учитывающий однотипность трансформаторов тока;

$\varepsilon = 1$  – полная погрешность ТТ в относительном выражении.

$\Delta U_{рпн} = 0,04$  – наличие РПН;

$\Delta f = 0,04$  – неточность задания токов.

Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет уставок дифзащиты трансформатора

Формула расчета	Числовое значение
$I_{нб} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f,$	$2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,4 + 0,04 = 0,33 \text{ A}$
$\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{базис}}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб},$	$1,2 \cdot 0,33 = 0,396,$
$\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{базис}}}$	$0,4 \text{ A}$
$K_{сн.торм} = \sqrt{(1 - I_{нб})}$	$0,82 \text{ A}$
$K_{тор} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб}}{K_{сн.торм}}$	$\frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,33}{0,82} = 48,2$
$K_{тор.чувст}, \%$	$50$
$\frac{I_{т1.чувст}}{I_{ном.втор}}$	$2,0$

Продолжение таблицы 18

Формула расчета	Числовое значение
$\frac{I_{\partial z 2}}{I_{\partial z 1}}$	0,15

Мы произвели расчеты дифференциальной защиты трансформатора ДЗТ-2 подстанции «Северная» 110/6 кВ.

### 7.3 Дифференциальная токовая отсечка трансформатора ДЗТ-1 подстанции «Северная» 110/6 кВ

Для обеспечения отстройки от БНТ необходимо выполнения условия [29]:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{базис}}} \geq 6, \quad (66)$$

Расчетное выражения для отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ [30]:

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f) \cdot I_{\text{внеш}}, \quad (67)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$K_{\text{пер}} = 3,0$  – коэффициент переходного режима.

Расчет уставок дифференциальной отсечки представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет уставок дифференциальной ТО

Наименование величины	Формула расчета	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному	$I_{нб} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f$	$I_{нб} = 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,45 \text{ А}$
Максимальный ток внешнего КЗ	$I_{кзВН}$	11920
Расчетный ток внешнего КЗ, приведенный к ВН, кА	$I_{внеш} = I_{кзВН} / I_{расч}$	$11920 / 125,7 = 94,83 \text{ А}$
Расчетный ток небаланса	$I_{нб} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f) \cdot I_{внеш}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 94,83 = 6,15$
Выбор установки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	$I_{дф} / I_{базис} \geq I_{нб}$ $I_{дф} / I_{базис} \geq 6$	10,65
Принятое значение установки	$I_{дф} / I_{базис}$ $(4,0-30,0) \cdot I_{базис}$	10,65

Первичный ток при отсутствии торможения равен [31]:

$$I_{ср.защ} = I_{расч} \left( \frac{I_{\partial 1}}{I_{базис}} \right) = 125,7 \cdot 0,6 = 75,4 \text{ А}, \quad (68)$$

Чувствительность при двухфазном КЗ:

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot 11920}{75,4} = 137,5.$$

Для защиты основного электрооборудования, был проведен расчет и выбор устройств релейной защиты. Для выбранных терминалов защит рассчитаны величины уставок дифференциальных защит для трансформатора.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе было проведено реконструкция электрической части подстанции «Северная» 110/6 кВ.

На реконструируемой подстанции была проведена замена трансформаторов, значительное время находящихся в эксплуатации. Приняты трансформаторы ТРДН-25000/110/6.

Изменение распределительных устройств 110 кВ и 6 кВ в результате реконструкции заключалось в замене устаревшего оборудования, находящегося в работе с начала эксплуатации на новые, имеющие лучшие технические и эксплуатационные характеристики, а именно: элегазовые выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы.

Выбор расчет и выбор токовещущих частей подстанции. В качестве проводников на высокой стороне приняты гибкие шинопроводы, на стороне 6кВ применяется жесткая ошиновка.

«В качестве основного типа РЗА применяются микропроцессорные терминалы защит типа «Сириус» производства ЗАО «Радиус Автоматика» для выполнения функций РЗА, управления и сигнализации на постоянном оперативном токе, в том числе с организацией центральной сигнализации». [26].

Подстанция «Северная» 110/6 кВ оснащается следующими микропроцессорными защитами:

- защита силового трансформатора (дифференциальная защита, газовая защита, МТЗ, защита от перегрузки, контроль износа вводов);
- защита ошиновки трансформатора и сборных шин;
- защита выключателей 10, 110 кВ (вводные, секционные, УРОВ).

Релейная защита подстанции была заменена на микропроцессорный терминал. Выполнен расчет дифференциальной токовой защиты и токовой отсечки трансформаторов. По найденному значению коэффициента чувствительности защита обеспечивает защиту трансформатора.

## Список используемой литературы

1. Акционерное общество «Уравэлектротяжмаш»: [сайт] / АО «УЭТ». – URL: <https://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-110/> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.
2. ГОСТ 1516-3 Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ [Текст]. – введ.99.01.01. – М.: Стандартиформ, 1999. – 34 с.
3. ГОСТ 18410-73 Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией [Текст]. – введ.82.01.01. – М.: Государственный стандарт, 1982. – 10 с.
4. ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии [Текст]. – введ.78.07.01. – М.: Государственный стандарт, 1978. – 5 с.
5. ГОСТ 839-80 Провода неизолированный для воздушной линии электропередачи [Текст]. – введ.81.01.01. – М.: Государственный стандарт, 1978.
6. ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»: [сайт] / ЗАО «ГК «Электрощит». – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.
7. ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»: [сайт] / ЗАО «ГК «Электрощит». – URL: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/56e/re\\_vvu\\_e\\_256.015\\_10\\_31\\_5\\_electroshield.ru.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/56e/re_vvu_e_256.015_10_31_5_electroshield.ru.pdf) (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.
8. ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»: [сайт] / ЗАО «ГК «Электрощит». – URL:

[https://www.electroshield.ru/upload/iblock/e7d/re\\_vvu\\_p3\\_10\\_electroshield.ru.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/e7d/re_vvu_p3_10_electroshield.ru.pdf) (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

9. ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»: [сайт] / ЗАО «ГК «Электрощит». – URL: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/ccd/TOL\\_CESHCH\\_10-ORT.135.001-TI\\_10.1-\\_10M\\_-27.11.19.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/ccd/TOL_CESHCH_10-ORT.135.001-TI_10.1-_10M_-27.11.19.pdf) (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

10. ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»: [сайт] / ЗАО «ГК «Электрощит». – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/nali-seshch-6-10-35-iv/> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

11. ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»: [сайт] / ЗАО «ГК «Электрощит». – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tzlk-r-seshch-0-66/> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

12. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и промышленных коммуникаций [Текст]: СО 153-34.21.122-2003: утв. приказом Министерства Энергетики России 30.07.2003. – М.: Изд-во ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 31 с.

13. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ [Текст]: Учебник для вузов / Г.С. Лисовский. 2-е изд-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1977. – 244 с.

14. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок [Текст]: Справочник / В.Д. Маньков, С.Ф. Заграничный: рецензенты О.Н. Халявкин, В.В. Карагодин. – СПб.: Политехника, 2005. – 400 с.: ил. – (Сер. Безопасность жизни и деятельности).

15. Методические указания по применению ограничителей перенапряжения нелинейных 6-35 кВ [Текст]. – введ. 2001.04.27. – М.: Энергосетьпроект, 2001. – 70 с.



16. Методические указания по применению ОПН 110-750 кВ [Текст]. – введ. 99.09.30. – М.: Энергосетьпроект, 1999.

17. Научно-исследовательский институт «Защитных аппаратов и изоляторы [сайт] / «Научно-исследовательский институт «Защитных аппаратов и изоляторы» – URL: <http://www.opn.ru/index.php/opn-s-farforovoj-izolyatsiej/opnn-110> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

18. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев. – СПб.: Петербург, 2014. – 608 с.: ил.

19. ОАО «Тольяттинский трансформатор» [сайт] / Тольяттинский трансформатор. – URL: <https://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/rpduetm110rpdouetm110/> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

20. ОАО «Тольяттинский трансформатор» [сайт] / Тольяттинский трансформатор. – URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm110/> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

21. ООО «Разряд-М»: [сайт] / ООО «Разряд-М». – URL: <http://www.razrad.ru/cat/opn10-opnp10/> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

22. Правила устройства электроустановок [Текст]. – введ. 2003.01.01. – М.: Госторгиздат, 2015. – 144 с.

23. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «СИРИУС-Т» [Текст]: разработчик и изготовитель ЗАО «РАДИУС Автоматика» научно производственное предприятие. – М.: 2010. – 9 с.

24. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [электронный ресурс]: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева [и др.]. – [б. и.], 98. - 131 с.: ил.

25. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции [Текст]: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина. – Тольятти.: ТГУ, 2007. – 124 с.

26. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ. Стандарт организации [Текст]. – введ. 2009-04-13. – М.: Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 96 с.

27. Энергокод: [сайт] / «Энергокод» – URL: <https://energocode.ru/transformator-nkf/> (дата обращения 05.03.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный.

28. Alexandru H. On-line monitoring system for power transformers [Text] / H. Alexandru// Technical University of Cluj-Napoca – Switzerland, 2016. – 5 p.

29. Das J.C. Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation. 2-е изд. New York: McGraw-Hill book company 2017. 736 с.

30. Koyanagi M. Transition and verification of ground fault protection method in Hokuriku Shinkansen line [Text] / M. Koyanagi // University of Tokio – Japan, 2017. – 7 p.

31. Marty Brown. Switchmod Power Suppl Handbook New York: Graw-Hill book company, 2016. 278 с.