

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрооборудования и электрохозяйства ПС 110/6 кВ «Толевая»

Студент(ка)

З.Р. Джафаров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« _____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

АННОТАЦИЯ

Объектом проектирования выпускной квалификационной работы является главная понизительная подстанция г. Самара – подстанция «Толевая» 110/6 кВ. Предметом проектирования выпускной квалификационной работы является электрическая часть главной понизительной подстанции, расположенная на стороне 6 кВ.

В работе произведен расчет электрической части главной понизительной подстанции.

Выпускная квалификационная работа содержит в себе следующие основные разделы:

- расчет нагрузок главной понизительной подстанции;
- расчет силовых трансформаторов с выбором числа, мощности, типа;
- выбор главной электрической схемы понизительной подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор электрического оборудования на стороне низшего напряжения подстанции;
- расчет релейной защиты;
- выбор и обоснование системы оперативного тока, системы собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 59с., включает 19 таблиц, 27 литературных источников, 3 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта проектирования выпускной квалификационной работы.....	6
2 Электрические нагрузки подстанции «Толевая».....	8
3 Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов, необходимых к установке на подстанции «Толевая».....	10
4 Электрическая схема подстанции «Толевая».....	19
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Толевая».....	20
6 Выбор электрооборудования ЗРУ-6 кВ подстанции «Толевая».....	26
7 Релейная защита подстанции «Толевая».....	40
8 Система оперативного тока на подстанции «Толевая».....	46
9 Собственные нужды подстанции «Толевая»	47
10 Расчет заземления подстанции «Толевая».....	48
11 Молниезащита на подстанции «Толевая».....	52
Заключение.....	55
Список использованных источников.....	56
Приложение А.....	60
Приложение Б.....	61
Приложение В.....	63
Приложение Г.....	65

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика - это важнейшая отрасль энергетики Российской Федерации (РФ), включающая в себя производство, передачу, распределение и потребление электроэнергии [9].

Вся энергетическая сеть РФ объединена в единую энергетическую систему (ЕЭС) включающую в себя 7 объединенных энергетических систем, соединенных между собой линиями электропередачи (ЛЭП) и работающих параллельно. По данным статистики Министерства Энергетики РФ потребление электроэнергии в стране увеличивается год от года и на данный момент (февраль 2016г) составляет 104400 млн. кВт·час. При таких масштабах производства и потребления электроэнергии необходимо поднимать вопрос о надежности и бесперебойности электроснабжения, т.к. с ростом числа вновь вводимых станций, подстанций или при реконструировании, растет и передаваемая мощность, и нарушение в работе такой системы может стать причиной крупной системной аварии (нарушение устойчивости энергосистемы). Последствие такой аварии навредит не только энергосистеме РФ, но и энергосистемам других стран, работающим параллельно с ЕЭС России, такими как: Азербайджан, Белоруссия, Грузия, Казахстан и др. [19, 24, 26].

Согласно положению ОАО Россети «О единой технической политике в электросетевом комплексе», основная часть оборудования, установленная на энергетических объектах и функционирующая в непрерывном цикле, изготовлена в 50 – 70 годах прошлого столетия, такое оборудование уступает современному по всем показателям (технический, массогабаритный), а главное по показателю надежности, что является определяющим показателем при решении о реконструкции того или иного объекта энергосетевого хозяйства [5].

Зарубежный опыт эксплуатации энергообъектов показал, что использование новейших разработок в области энергооборудования и надлежащая эксплуатация такого оборудования, это главное требования для

обеспечения устойчивости энергосистемы, а значит и надежности снабжения электроэнергией потребителей [22, 24, 25].

В качестве объекта реконструкции в выпускной квалификационной работе выбрана главная понизительная подстанция «Толевая» 110/6 кВ, филиала ПАО «МРСК Волги» - ОАО Самарские распределительные сети.

Целью выпускной квалификационной работы является обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей путем реконструкции распределительного устройства низшего напряжения 6 кВ. Данное мероприятие обеспечит еще большую надежность электроснабжения, т.к. завершит модернизацию подстанции (Инвестиционная программа ПАО «МРСК Волги», согласно которой в 2012 г. на подстанции было реконструировано открытое распределительное устройство высшего напряжения).

Согласно выдвинутой цели были поставлены следующие основные задачи:

- выбор типа и мощности силовых трансформаторов;
- выбор и обоснование электрической схемы подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор оборудования и электрических проводников на стороне низшего напряжения;
- расчет релейной защиты;
- выбор оперативного тока, системы измерений, собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции.

1 Краткая характеристика объекта проектирования выпускной квалификационной работы

Подстанция «Толевая» 110/6 кВ располагается на улице Гроднинская 14, Железнодорожного района г. Самара (рисунок 1).

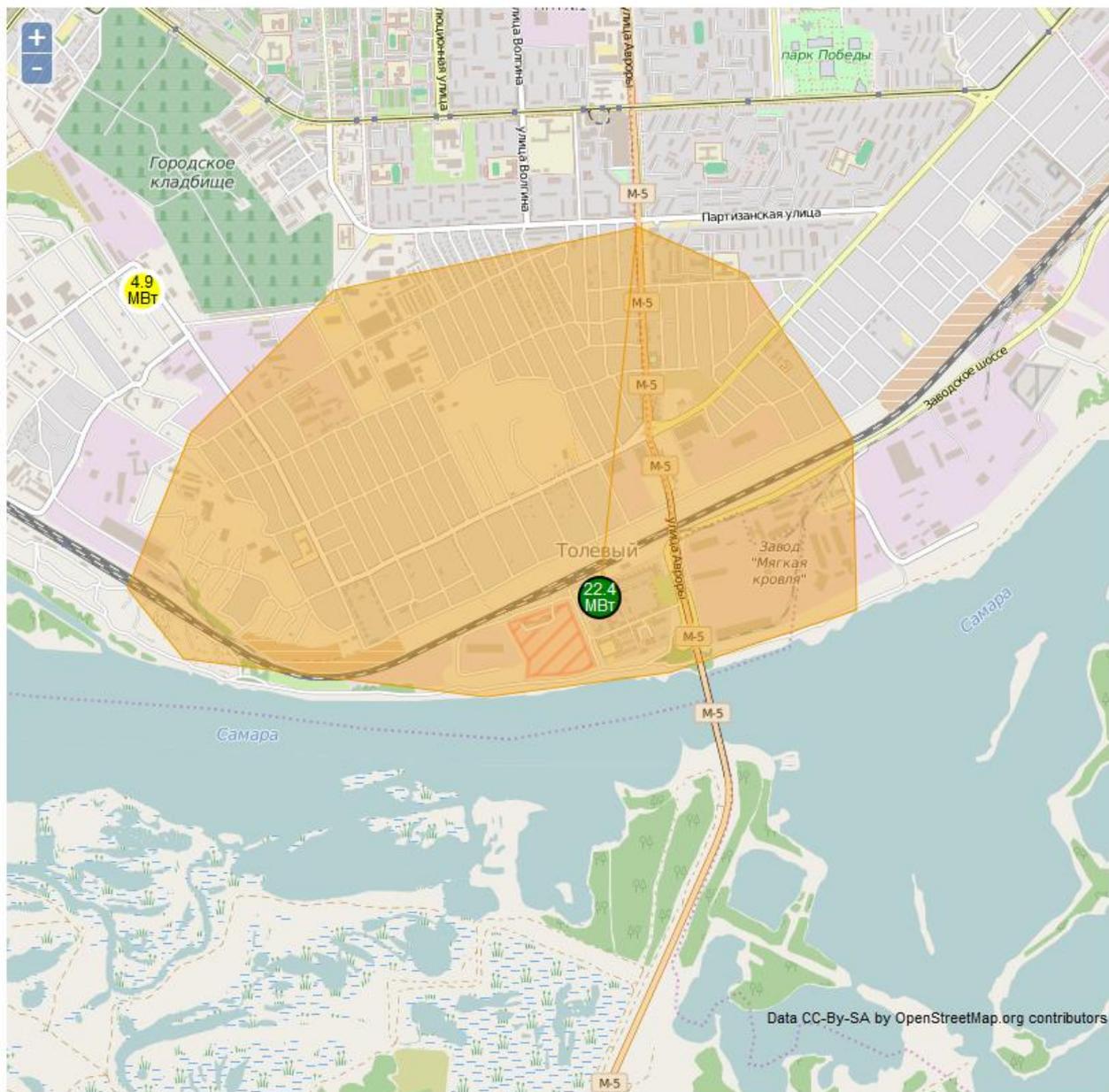


Рисунок 1 – Расположение подстанции

Подстанция «Толевая» построена и введена в эксплуатацию в 1976г. Площадь подстанции составляет 10843м². Подстанцией обеспечивается снабжение электроэнергией крупных промышленных потребителей, таких как

ОАО «Самарский трансформатор», ООО «Самаравтормет», Куйбышевская железная дорога, а также жилые сектора и социальные объекты. Основная часть объектов электроснабжения относится ко II категории электроснабжения. Имеется значительная часть электроприемников I категории.

По конструктивному исполнению распределительного устройства распределительное устройство ПС «Толевая» подразделяется на: распределительное устройство 110 кВ – открытое (ОРУ-110); распределительное устройство 6 кВ – закрытое (ЗРУ-6). Схема ОРУ-110 - №110-13Н «Две рабочие и обходная система шин», схема ЗРУ-6 - №10(6) -2 «Две, секционированные выключателем, системы шин».

На подстанции установлены два силовых трансформатора 2x40МВА, типа ТРДН-40000/110/6. На подстанции ведется круглосуточное дежурство.

Особенностью подстанции является наличие электромагнитной блокировки ОРУ.

Климатические и геофизические условия на площадке подстанции:

- ветровой район по давлению – III;
- абсолютная минимальная температура воздуха -43С;
- абсолютная максимальная температура воздуха +39С;
- район по гололеду IV.

2 Электрические нагрузки подстанции «Толевая»

Подстанция «Толевая» является транзитной подстанцией, осуществляющей не только обеспечение электроэнергией потребителей, но также обеспечивающей переток мощности внутри своей сети и между энергосистемами.

Подстанция питает таких потребителей как: ОАО «Самарский трансформатор», ООО «Самаравтормет», ЗАО «Мягкая кровля», ООО «СКАДО», ОАО «Самарский подшипниковый завод», ЗАО «СГЭС», ПАО «Волгомост» филиал в г.Самара, Завод «ЖБИ-5», Куйбышевская железная дорога. Все потребители, кроме ЗАО «Мягкая кровля» получают питание по отходящим кабельным линиям 6 кВ, ЗАО «Мягкая кровля» запитывается по отходящим воздушным линиям 110 кВ.

Установленная мощность двух силовых трансформаторов на подстанции составляет 80 МВА. Из графика годового графика нагрузки (приложение А, рисунок А.1) следует, что максимальная полная мощность подстанции составляет 61.25 МВА, т.е. $S_{\max}^{\text{ПС}} = 61.25 \text{ МВА}$ Объем свободной трансформаторной мощности составляет 18.75 МВА.

Электроэнергия, потребляемая отдельными потребителями для всей подстанции в целом - $W_{\text{ПС}} = 307524.22 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ (согласно данным предоставленными персоналом подстанции).

Для годовой нагрузки подстанции необходимо определить её максимальную продолжительность годовой нагрузки, данная величина определяется по следующей формуле:

$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}}}{S_{\max \text{ПС}}} \quad (2.1)$$

$$T_M = \frac{307524.22}{61.25} = 5020.8 \text{ ч.}$$

Определение коэффициента заполнения графика нагрузки по понизительной подстанции производится по следующей формуле:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760}, \quad (2.2)$$

где 8760 – число часов в году.

$$K_{\text{зап}} = \frac{5020.8}{8760} = 0.573$$

Суммарный годовой график нагрузки подстанции представлен в приложении А, рисунок А.1.

3 Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов, необходимых к установке на подстанции «Голевая»

3.1 Критерии для выбора типа силового трансформатора

Трансформатор – статическое электромагнитное устройство, предназначенное для преобразования напряжения или тока одной величины в другую (большую или меньшую), без изменения частоты.

В большинстве случаев к установке на подстанциях принимаются трехфазные трансформаторы, т.к. такие трансформаторы дешевле, чем, например, группа из трех однофазных трансформаторов, занимают меньше места и имеют более высокий КПД. Трехфазный трансформатор устанавливается в паре с еще одним таким же трансформатором, для резервирования его в случае отказа. Установка двух трансформаторов увеличивает надежность электроснабжения [20].

На трансформаторах необходимо наличие устройства регулировки под нагрузкой (далее - РПН). Устройство РПН позволяет поддерживать напряжение на шинах трансформатора, при сезонных колебаниях нагрузки, близко к номинальному значению напряжения. Устройство РПН изменяет соотношения числа витков обмоток первичной и вторичной цепи трансформатора.

3.2 Критерии выбора числа и мощности силовых трансформаторов

Правильно подобранное число и мощность силового трансформатора должны обеспечить электроэнергией всех потребителей при номинальных условиях. Как уже было сказано выше, число трансформаторов определяется требованием надежности электроснабжения, а мощность трансформатора определяется с учетом возможной допустимой перегрузки.

Однотрансформаторная подстанция сооружается для потребителей второй и третьей категории электроснабжения. Для потребителей первой и

второй категории электроснабжения необходимо соорудить двухтрансформаторную подстанцию [6, 20].

3.3 Выбор количества и расчет мощности трансформатора объекта проектирования

Потребителями электроэнергии на подстанции «Толевая», в основном, являются заводы с категорией электроснабжения I и II. Перерыв в электроснабжении данных категорий потребителей может повлечь за собой аварийную остановку производства, массовый недоотпуск выпускаемой продукции, простой рабочих и нарушение нормального функционирования. Поэтому на подстанции установлены два трансформатора [6].

Существующие трансформаторы на подстанции – ТРДН 40000/110/6. Срок службы трансформаторов такого типа составляет не менее 30 лет. Трансформаторы, установленные на подстанции, функционируют с 1976 г. Трансформаторы своевременно проходили обслуживание и находятся в отличном состоянии. В перспективе не предусмотрено увеличение нагрузки от данной подстанции.

В условиях современного увеличения потребления электроэнергии возникает необходимость рассмотреть вариант замены трансформаторов на новые, более мощные, либо вариант сохранения старых трансформаторов.

Допустимая номинальная мощность каждого трансформатора (с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме) определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{max пс}} \cdot \kappa_{1-2}}{\kappa_{\text{пер}} (n - 1)}, \quad (3.1)$$

где κ_{1-2} - коэффициент участия потребителей 1-й и 2-й категории в нагрузке;

$\kappa_{\text{пер}} = 1.4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора;

n – количество параллельно работающих трансформаторов ПС.

По формуле (3.1) найдем необходимую номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{61.25 \cdot 0.8}{1.4 \cdot (2-1)} = 35 \text{ МВА}$$

3.4 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов

Ближайшие две по шкале мощности к полученной по формуле (3.1): 40 МВА (такая же, как и у существующих трансформаторов) и 63 МВА.

Принимаем к рассмотрению два трансформатора: ТРДН - 40000 и ТРДН - 63000 и произведем их технико - экономическое сравнение для выбора наиболее подходящего к установке трансформатора.

3.4.1 Трансформатор ТРДН – 40000

Паспортные данные трансформатора ТРДН-40000 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Паспортные данные трансформатора ТРДН - 40000

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$, кВА	Uобм			U _к , %		$\Delta P_{x.x.}/$ $\Delta Q_{x.x.}$, кВт	ΔP_k , кВт	I _{x.x.} , %
		ВН	СН	НН	ВН- НН	НН1- НН2			
ТРДН - 40000, 110/6	40000	115	-	6.3	10.5	-	34/220	170	0.55

Для трансформаторов с расщепленной низшей обмоткой приведенные потери по мощности определяются следующей формулой:

$$P'_T = P'_x + k_{3.в.}^2 \cdot P'_{к.в.} + k_{3.Н1}^2 \cdot P'_{к.Н1} + k_{3.Н2}^2 \cdot P'_{к.Н2}, \quad (3.2)$$

где $P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x$ – приведенные потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$$k_{3.в.}^2 = \frac{S_B}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad k_{3.Н1}^2 = \frac{S_{Н1}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad k_{3.Н2}^2 = \frac{S_{Н2}}{S_{\text{ном.Т}}} - \text{коэффициенты загрузки}$$

обмоток высшего и низшего напряжений силового трансформатора;

S_B, S_{H1}, S_{H2} – расчетные нагрузки обмоток высшего и низшего напряжений трансформатора;

$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{ун} \cdot Q_{к.В}, P'_{к.Н1} = P_{к.Н1} + k_{ун} \cdot Q_{к.Н1}, P'_{к.Н2} = P_{к.Н2} + k_{ун} \cdot Q_{к.Н2}$ – приведенные потери активной мощности короткого замыкания каждой из обмоток силового трансформатора с расщепленной низшей обмоткой;

$P_{к.В}, P_{к.Н1}, P_{к.Н2}$ – потери активной мощности короткого замыкания каждой из обмоток силового трансформатора при условии их 100% загрузки, которые определяются для силового трансформатора с расщепленной низшей обмоткой по следующим выражениям:

$$P_{к.В} = 0; P_{к.Н1} = P_{к.Н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН},$$

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В.(\%)}}{100} \cdot S_{ном.Т}, Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{U_{к.Н1,2(\%)}}{100} \cdot S_{ном.Т} - \text{потери реактивной}$$

мощности каждой из обмоток силового трансформатора с расщепленной низкой обмоткой;

$U_{к.В}, U_{к.В}, U_{к.В}$ – напряжения короткого замыкания каждой из обмоток силового трансформатора с расщепленной низкой обмоткой, которые определяются по следующим выражениям:

$$U_{к.В} = 0.125 \cdot u_{к.ВН-НН}; U_{к.Н1} = U_{к.Н2} = 1.75 \cdot u_{к.ВН-НН}.$$

Перед расчетом потерь электроэнергии в силовом трансформаторе необходимо рассчитать все вышеперечисленные параметры:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ун} \cdot Q_x = 34 + 0.05 \cdot 220 = 45 \text{ кВт};$$

$$k_{3.В.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{61.25}{40000} = 1.53;$$

$$k_{3.Н1.} = \frac{S_{H1}}{S_{ном.Т}} = \frac{30.625}{40000} = 0.765;$$

$$k_{3.Н2.} = \frac{S_{H2}}{S_{ном.Т}} = \frac{30.625}{40000} = 0.765;$$

$$P_{к.В} = 0; P_{к.Н1} = P_{к.Н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт};$$

$$U_{к.В} = 0.125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0.125 \cdot 10.5 = 1.3125 \%;$$

$$U_{к.Н1} = U_{к.Н2} = 1.75 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1.75 \cdot 10.5 = 18.375 \%;$$

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В.}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1.3125}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар};$$

$$Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{U_{к.Н1,2}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18.375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар};$$

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{un} \cdot Q_{к.В} = 0 + 0.05 \cdot 525 = 26.25 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.Н1} = P_{к.Н1} + k_{un} \cdot Q_{к.Н1} = 340 + 0.05 \cdot 7350 = 707.5 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.Н2} = P_{к.Н2} + k_{un} \cdot Q_{к.Н2} = 340 + 0.05 \cdot 7350 = 707.5 \text{ кВт}.$$

Расчет потерь электроэнергии силового трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пс}} &= \sum \Delta W_{x_i} + \sum W_{k_i} = \sum \Delta W_{x_i} + \sum \Delta W_{к.Вi} + \sum \Delta W_{к.Сi} + \sum \Delta W_{к.Нi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_{x_i} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot k_{3.Вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н1} \cdot k_{3.Н1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н2} \cdot k_{3.Н2i}^2 \cdot T_i \right), \end{aligned} \quad (3.3)$$

где i – определяется как порядковый номер ступени годового графика нагрузки;
 n – число трансформаторов, определенное с учетом экономической нагрузки $S_{э.пс}$;

T – продолжительность ступени каждого значения мощности S_i ;

$$k_{3.Вi} = \frac{S_{Вi}}{S_{ном.Т}}, \quad k_{3.Н1i} = \frac{S_{Н1i}}{S_{ном.Т}}, \quad k_{3.Н2i} = \frac{S_{Н2i}}{S_{ном.Т}} - \text{коэффициенты загрузок обмоток}$$

трансформатора с расщепленной нижней обмоткой на i -ой ступени.

Экономическая нагрузка каждого трансформатора понижительной подстанции определяется по следующей формуле:

$$S_{э.пс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_{x_i}}{P'_{к.В}}} \quad (3.4)$$

$$S_{э.пс} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{45}{26.25}} = 74065 \text{ кВА}$$

Для сокращения и наглядности представления расчета, расчет потерь электроэнергии необходимо выполнить при помощи таблицы. Расчет представлен далее в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет потерь ТРДН-40000

i	S _{Вi} , МВА	S _{Н1i} , МВА	S _{Н2i} , МВА	η _i	T _i ,ч	К _{з.вi}	К _{з.Н1} i	К _{з.Н2} i	ΔW _{к.вi} , кВт*ч	ΔW _{к.Н1i} , кВт*ч	ΔW _{к.Н2i} , кВт*ч	ΔW _{xi} , кВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	61250	30625	30625	2	660	2.34	0.59	0.59	20311	136859	136859	59400
2	60649	30325	30325	2	780	2.30	0.57	0.57	23535	158589	158589	70200
3	53720	26860	26860	2	560	1.80	0.45	0.45	13257	89326	89326	50400
4	51910	25955	25955	2	574	1.68	0.42	0.42	12688	85493	85493	51660
5	42680	21340	21340	2	660	1.14	0.28	0.28	9862	66452	66452	59400
6	40870	20435	20435	2	1386	1.04	0.26	0.26	18991	127964	127964	124740
7	39050	19525	19525	2	352	0.95	0.24	0.24	4403	29669	29669	31680
8	18280	9140	9140	2	1028	0.21	0.05	0.05	2818	18987	18987	92520
9	17070	8535	8535	2	1018	0.18	0.05	0.05	2433	16396	16396	91620
10	14360	7180	7180	2	1026	0.13	0.03	0.03	1736	11694	11694	92340
11	13750	6875	6875	2	760	0.12	0.03	0.03	1179	7942	7942	68400
								Σ	111213	749371	749371	792360
									ΔW _{пс} = 2402315			

После расчета потерь электроэнергии в трансформаторах необходимо определить экономическую составляющую данных потерь, т.е. их стоимость, которая определяется следующей формулой:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{Э}}, \text{ руб} \quad (3.5)$$

где $C_{\text{Э}}$ – стоимость одного киловатта в час электроэнергии определяется из выражения:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha \cdot 12}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (3.6)$$

где $\alpha = 101$ – ставка 2х ставочного тарифа за 1 кВт мощности поставленной по договору;

$\beta = 0.18$ – дополнительная ставка 2х ставочного тарифа за каждый 1кВт·ч энергии учтенной счетчиком.

Методом приведенных затрат определяется целесообразность установки трансформатора с экономической точки зрения:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{о}} + I_{\text{Э}}, \quad (3.7)$$

где K – финансовые затраты на сооружение понизительных трансформаторов, руб;

$E_{\text{н}} = 0.25$ – нормативный коэффициент срока окупаемости;

I – годовые издержки на эксплуатацию электрооборудования подстанции, руб;

$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K$ – годовые амортизационные издержки ($p_{\text{сум}} = 0.094$ для подстанций 35 – 150 кВ).

Для удобства и наглядности представления, расчет экономической составляющей потерь представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Экономические затраты ТРДН-40000

Параметр	K, млн. руб.	$p_{\text{сум}}$	I_o , млн. руб.	K, млн. руб.	E_n	$\Delta W_{\text{пс}}$, кВт·ч	α , руб	β , руб	T_m , ч	C_3 руб /кВт·ч	$I_{\text{э}}$, руб	$Z_{\text{пр}}$, руб
Значение	22	0.094	4.136	22	0.25	2402315.0 0	101	0.18	5020. 8	0.2	480463	10116463

3.4.2 Трансформатор ТРДН-63000

Паспортные данные трансформатора ТРДН-63000 представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Паспортные данные трансформатора ТРДН-63000

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$, кВА	$U_{\text{обм}}$			U_k , %		$\Delta P_{\text{х.х.}} / \Delta Q_{\text{х.х.}}$, кВт	ΔP_k , кВт	$I_{\text{х.х.}}$, %
		ВН	СН	НН	ВН-НН	НН1-НН2			
ТРДН - 63000, 110/6	63000	115	-	6.3	10.5	-	50/315	245	0.5

Трансформатор ТРДН-63000 рассчитывается по аналогии с трансформатором ТРДН-40000.

Результаты расчета параметров трансформатора для определения потерь электроэнергии представлены далее:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ун}} \cdot Q_x = 50 + 0.05 \cdot 315 = 65.75 \text{ кВт};$$

$$k_{3, \text{В.}} = \frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{61.25}{63000} = 0.972;$$

$$k_{3, \text{Н1.}} = \frac{S_{\text{Н1}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{30.625}{63000} = 0.486;$$

$$k_{3, \text{Н2.}} = \frac{S_{\text{Н2}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{30.625}{63000} = 0.486;$$

$$P_{\text{к.В}} = 0; P_{\text{к.Н1}} = P_{\text{к.Н2}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{к.ВН-НН}} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{к.В}} = 0.125 \cdot u_{\text{к.ВН-НН}} = 0.125 \cdot 10.5 = 1.3125 \text{ %};$$

$$U_{к.Н1} = U_{к.Н2} = 1.75 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1.75 \cdot 10.5 = 18.375 \%;$$

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1.3125}{100} \cdot 63000 = 828.6 \text{ квар};$$

$$Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{U_{к.Н1,2}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18.375}{100} \cdot 63000 = 11576.25 \text{ квар};$$

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{ун} \cdot Q_{к.В} = 0 + 0.05 \cdot 828.6 = 41.34 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.Н1} = P_{к.Н1} + k_{ун} \cdot Q_{к.Н1} = 490 + 0.05 \cdot 11576.25 = 1068.8 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.Н2} = P_{к.Н2} + k_{ун} \cdot Q_{к.Н2} = 490 + 0.05 \cdot 11576.25 = 1068.8 \text{ кВт}.$$

Результат расчета потерь электроэнергии в трансформаторе:

Таблица 5 – Расчет потерь ТРДН-63000

i	S _{Вi} , МВА	S _{Н1i} , МВА	S _{Н2i} , МВ А	n i	T _i ,ч	К _{з.Вi}	К _{з.Н li}	К _{з.Н 2i}	ΔW _{к.Вi} , кВт*ч	ΔW _{к.Н1i} , кВт*ч	ΔW _{к.Н2i} , кВт*ч	ΔW _{xi} , кВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	61250	30625	30625	2	660	0.95	0.24	0.24	12895	83345	83345	86790
2	60649	30325	30325	2	780	0.93	0.23	0.23	14942	96579	96579	102570
3	53720	26860	26860	2	560	0.73	0.18	0.18	8416	54398	54398	73640
4	51910	25955	25955	2	574	0.68	0.17	0.17	8055	52064	52064	75481
5	42680	21340	21340	2	660	0.46	0.11	0.11	6261	40469	40469	86790
6	40870	20435	20435	2	1386	0.42	0.11	0.11	12057	77929	77929	182259
7	39050	19525	19525	2	352	0.38	0.10	0.10	2795	18068	18068	46288
8	18280	9140	9140	2	1028	0.08	0.02	0.02	1789	11563	11563	135182
9	17070	8535	8535	2	1018	0.07	0.02	0.02	1545	9985	9985	133867
10	14360	7180	7180	2	1026	0.05	0.01	0.01	1102	7122	7122	134919
11	13750	6875	6875	2	760	0.05	0.01	0.01	748	4837	4837	99940
								Σ	70605.21845	456358.1526	456358.1526	1157726
									ΔW _{пс} = 2141048			

Результат расчет экономических затрат

Таблица 6 – Экономические затраты ТРДН-63000

Параметр	К, млн руб.	Р _{сум}	И _о , млн. руб.	К, млн руб.	Е _н	ΔW _{пс} , кВт*ч	α, руб	β, руб	T _м , ч	C _э руб /кВт· ч	И _э ,руб	З _{пр} , руб
Значение	28	0.09 4	5.26 4	28	0.2 5	2141048.0 0	10 1	0.1 8	5020. 8	0.2	428209. 6	12692209.0 0

3.4.3 Выбор трансформатора

Окончательный выбор мощности трансформатора производится по приведенным затратам. Приведенные затраты на трансформатор ТРДН-40000 –

10116463 руб., что на 2575746 руб. меньше, чем затраты на трансформатор ТРДН-63000 – 12692209 руб.

Согласно полученным результатам на подстанции целесообразней оставить существующие трансформаторы, т.к. их замена на новые трансформаторы такой же мощности не требуется. Установка трансформаторов более высокой мощности требует больших капиталовложений, также такие трансформаторы будут работать со значительной недогруженностью (50%).

4 Электрическая схема подстанции «Толевая»

Схемы для открытых распределительных устройств, необходимо выбирать с учетом обеспечения возможного развития энергосистемы. При выборе следует учитывать категорию электроснабжения потребителей и в соответствии с данной категорией обеспечить требуемую надежность схемы электроснабжения (например, применение обходной системы шин). Также схема должна учитывать безопасность для персонала при проведении ремонтных работ, оперативных переключений, быть наглядной и простой [17].

На подстанции «Толевая» реализована типовая схема электроснабжения при напряжении 110 кВ №110-13Н – «Две рабочие и обходная система шин». Данная схема применяется при числе присоединений пять и более. Подстанция «Толевая» является транзитной подстанцией. Применение именно данной схемы на подстанции объясняется тем, что подстанция обеспечивает перетоки мощности между энергосистемами и внутри своей сети, а также осуществляет питание единственного потребителя от напряжения 110 кВ (завод ЗАО «Мягкая кровля»). Повышенная надежность электроснабжения такой схемы, является главным основанием применения схемы на рассматриваемой подстанции.

Распределительное устройство низкого напряжения 6 кВ выполнено по типовой схеме №10(6)-2 – «Две, секционированные выключателем, системы шин». Данная схема обладает повышенной надежностью питания присоединенных потребителей, подавляющее большинство которых относится к I и II категории электроснабжения. Как правило, такая схема применяется для силовых трансформаторов с расщепленной низкой обмоткой. Также основанием для применения данной схемы является большое количество присоединений на каждую секцию шин (более семи на секцию).

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Голевая»

Короткое замыкание – такое замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту возникновения замыкания, сильно возрастают, превышая наибольшее допустимое значение тока в продолжительном режиме. Именно так определяется короткое замыкание руководящим документом РД 153 – 34.0 – 20.527 – 98 [8].

Короткие замыкания возникают вследствие аварии в системе, неправильных действий обслуживающего персонала и т.п.

Причинами возникновения коротких замыканий могут являться своевременно не обнаруженные и не устраненные дефекты на оборудовании или на линиях, ошибки проектирования, а также ненадлежащая эксплуатация и неудовлетворительный монтаж электроустановок [13, 14].

Производить расчет токов короткого замыкания необходимо для выполнения следующих основных задач:

- выбор электрооборудования (по электродинамической и термической стойкости к току короткого замыкания, по отключающей способности);
- определение термического и электродинамического воздействия на токоведущие части;
- выбор уставок, настройка и оценка действия релейной защиты;
- анализ возможных аварий.

При расчете токов короткого замыкания необходимо учитывать множество факторов и особенностей различных элементов системы, что достаточно сложно. Для упрощения задачи расчета разрешается применять ряд основных допущений:

- насыщение магнитных систем электрических машин - не учитывается;
- токи намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов – не учитываются;
- все трехфазные элементы электроэнергетической системы принимаются симметричными;

- сдвиг по фазе ЭДС синхронных и асинхронных машин при продолжительности короткого замыкания 0,5 и 0,2 с соответственно – не учитывается;

- емкость воздушных линий 35, 110 и 220 кВ - если их длина не превышает 200 км, 330, 500 кВ – если их длина не превышает 150 км, также не учитывается [13, 14].

5.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчетным видом короткого замыкания при проверке электрооборудования на электродинамическую и термическую стойкость является трехфазное короткое замыкание.

Однако также возникает необходимость расчет и несимметричных коротких замыканий, таких как: однофазное на землю, двухфазное и двухфазное короткое замыкание для расчета уставок и настройки устройств релейной защиты [13, 14].

Исходные данные для расчета токов короткого замыкания приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные расчета

Параметр	Значение
<u>Система</u>	
Сверхпереходная ЭДС $E''_{*б,с}$, о.е.	1
Базисная мощность S_b , МВА	1000
Мощность короткого замыкания $S_{кз}$, МВА	4500
<u>Воздушная линия</u>	
Средненоминальное напряжение $U_{ср.ном}$, кВ	115
Длина линии l , км	15
Количество цепей n , шт	1
Погонное реактивное сопротивление $x_{уд}$, Ом/км	0.396

Расчетная схема и эквивалентная схема замещения представлены на рисунке 2.

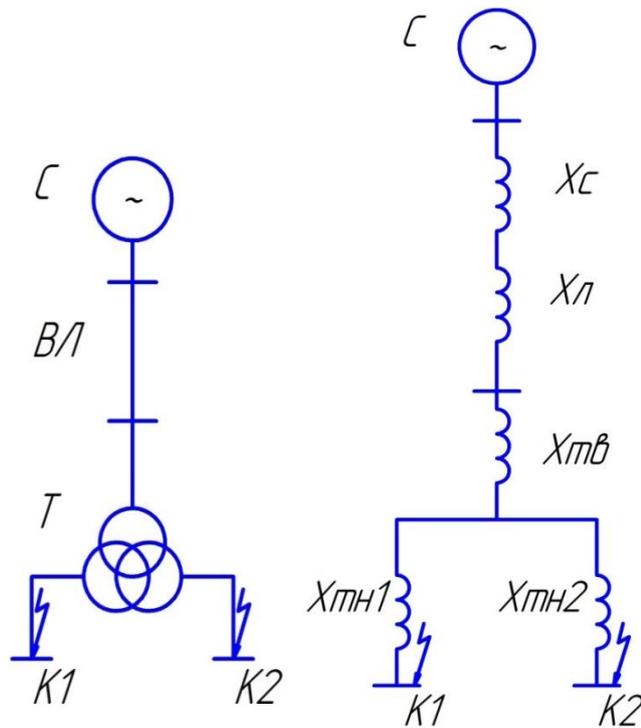


Рисунок 2 – Расчетная схема и эквивалентная схема замещения

Произведем расчет всех сопротивлений, входящих в схему замещения. Расчет сопротивлений производится по формулам, представленным в [1, 8, 15]:

Сопротивление системы:

$$x_{*6,c} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_{K3}} \quad (5.1)$$

$$x_{*6,c} = \frac{1000}{4500} = 0.22 \text{ Ом}$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{*6,л} = \frac{1}{n} \cdot x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{НОМ}^2} \quad (5.2)$$

$$x_{*6,л} = \frac{1}{1} \cdot 0.396 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.449 \text{ Ом}$$

Сопротивления обмоток трансформатора:

$$x_{*6,T} = \frac{U_{к.в. \%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{НОМ.T}} \quad (5.3)$$

$$X_{*6,ТВ} = \frac{U_{к.В}, \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ.Т}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0.328 \text{ Ом}$$

$$X_{*6,ТН1} = X_{*6,ТН2} = \frac{U_{к.Н1-2}, \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ.Т}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4.59 \text{ Ом}$$

Расчетными точками в схеме замещения являются точки К1 и К2, т.к. в выпускной квалификационной работе предусмотрена реконструкция только ЗРУ-6 кВ и выбор оборудования предусмотрен только для данной стороны напряжения трансформатора.

Результирующее сопротивление до расчетной точки определяется суммой всех сопротивлений схемы замещения:

$$\begin{aligned} X_{*рез(6), К1} = X_{*рез(6), К2} &= X_{*6,с} + X_{*6,л} + X_{*6,ТВ} + X_{*6,ТН1} = \\ &= 0.22 + 0.449 + 0.328 + 4.59 = 5.587 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Базисный ток в точках К1 и К2 определяется по следующей формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НОМ}} \quad (5.4)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.64 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{п,о}^3 = \frac{E_{*6}''}{X_{*рез(6),К1}} \cdot I_6 \quad (5.5)$$

$$I_{п,о}^3 = \frac{1}{5.587} \cdot 91.64 = 16.40 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^3 \cdot k_{уд} \quad (5.6)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 16.40 \cdot 1.9 = 44.07 \text{ кА}$$

где $k_{уд}$ - ударный коэффициент тока короткого замыкания, определяемый по [15].

5.2 Расчет несимметричных коротких замыканий

Расчет несимметричных коротких замыканий необходим для расчета уставок и настройки релейной защиты.

Для того чтобы произвести расчет несимметричных коротких замыканий необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности. Схемы прямой и обратной последовательности будут соответствовать схеме замещения при трехфазном коротком замыкании. Сопротивления элементов схемы замещения при трехфазном коротком замыкании остаются неизменными и для схем замещения прямой и обратной последовательности.

Обмотка трансформатора, обращенная в сторону точки короткого замыкания, соединена в треугольник, поэтому циркуляция токов нулевой последовательности на данной стороне трансформатора невозможна. Сопротивление нулевой последовательности бесконечно велико $x_0 = \infty$.

Единственно возможным для расчета остается двухфазное короткое замыкание. Расчет двухфазного короткого замыкания представлен далее.

Значения сопротивлений всех элементов схем замещения прямой и обратной последовательности не отличаются от значений сопротивлений при трехфазном коротком замыкании, а значит $x_{*рез(б), K1} = x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = 5.587 \text{ Ом}$. Схема прямой и обратной последовательности представлены на рисунке 3.

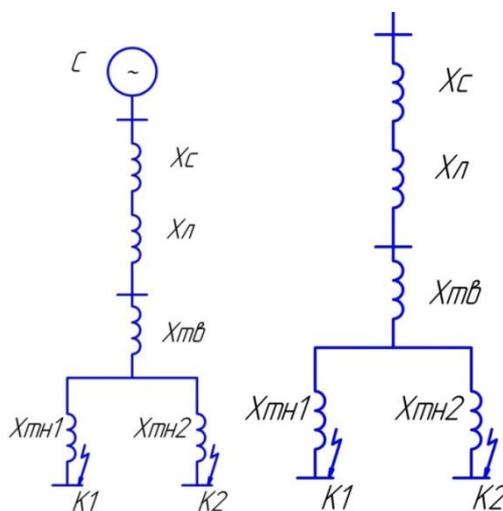


Рисунок 3 – Схема замещения прямой и обратной последовательности

Согласно правилу эквивалентности прямой последовательности ток прямой последовательности в месте короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$I_{K1}^{(n)} = \frac{E_{\mathcal{D}}}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(n)}}, \quad (5.7)$$

где $\Delta x^{(n)}$ – добавочное индуктивное сопротивление, зависящее от вида короткого замыкания. В данном случае – двухфазное, поэтому $\Delta x^{(n)} = x_{\Sigma 2}$.

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{E_{\mathcal{D}}}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(2)}} = \frac{1}{5.587 + 5.587} = 0.0895 \text{ о.е.}$$

Фазный ток короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$I_K^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)}, \quad (5.8)$$

где $m^{(n)}$ – фазный коэффициент зависит от вида короткого замыкания. В данном случае $m^{(n)} = 1.73$

$$I_K^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{K1}^{(2)} = 1.73 \cdot 0.0895 = 0.155 \text{ о.е.}$$

Фазный ток в именованных единицах определяется по следующей формуле (базисный ток был найден при расчете трехфазного короткого замыкания):

$$I_{\phi}^{(n)} = I_K^{(n)} \cdot I_{\phi} \quad (5.9)$$

$$I_{\phi}^{(2)} = 0.155 \cdot 91.64 = 14.2 \text{ кА}$$

Ударный ток определяется по следующей формуле (ударный коэффициент был определен при расчете трехфазного короткого замыкания):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{\phi}^{(n)} \cdot k_{уд} \quad (5.10)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14.2 \cdot 1.9 = 38.15 \text{ кА}$$

6 Выбор электрооборудования ЗРУ-6 кВ подстанции «Толевая»

Выбор электрооборудования ЗРУ-6 кВ является главным средством решения поставленной цели выпускной квалификационной работы. Установленное в ЗРУ-6 кВ подстанции оборудование давно устарело, например: выключатель ВЭМ-6 (с электромагнитным гашением дуги в воздушной среде), использующийся на данный момент на подстанции был изобретен в 1975г. и устанавливался вместо масляных выключателей (гашение дуги осуществлялось в масле, т.е. в горючей среде) и являлся передовой технологией в те годы. Аналогичным образом обстоит ситуация и с другим оборудованием ЗРУ-6 кВ [11]. В настоящее время появилось много различных новейших технологий, опережающих старое оборудование на порядок, например: элегазовый выключатель, также модернизированные вакуумные выключатели и т.п. Все оборудование, выбираемое для реконструкции должно отвечать всем современным требованиям надежности и безопасности.

Оборудование и аппараты, выбираются по ряду параметров, таких как: номинальное напряжение, номинальный ток, номинальный ток отключения и ток термической стойкости (для выключателя) и т.д. Выбор производится путем сравнения расчетных величин с соответствующими номинальными параметрами оборудования.

Оборудование для ОРУ-110 кВ не подлежит выбору и замене, т.к. высоковольтная часть подстанции не реконструируется.

6.1 Выбор типа ячейки и компоновка ячеек электрооборудованием

Для установки на подстанции выбираем ячейки производства компании «Электрощит». Наиболее подходящими для подстанции ячейками из широкого спектра ячеек оказались ячейки КРУ-СЭЩ-70-10 и КРУ-СЭЩ-61М, т.к. только данные ячейки обладают всеми необходимыми техническими параметрами и массогабаритными показателями. Эти ячейки являются самыми последними

разработками компании «Электрощит», которые вобрали в себя весь многолетний опыт работы компании в данной отрасли.

Для установки в ЗРУ-6 кВ была выбрана ячейка КРУ-СЭЩ-70-10, т.к. данная ячейка обладает следующими основными преимуществами перед ячейкой КРУ-СЭЩ-61М:

- одностороннее оперативное обслуживание, которое позволяет осуществлять все оперативные переключения, доступ в отсеки выдвижного элемента (выключатель), линейного присоединения;
- удобный увеличенный релейный шкаф, позволяющий выполнить любые схемные решения на микропроцессорах;
- комплексная система индикации – мнемосхема (отражает состояние электроаппаратов в шкафу), сигнализация наличия напряжения и сигнализация превышения допустимой температуры в шкафу.

6.1.1 КРУ-СЭЩ-70-10

Комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10 разработано для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока. Номинальные значения напряжений и токов на которые рассчитана ячейка комплектного распределительного устройства 6-20 кВ и 630-4000 А соответственно.

Внешний вид ячейки КРУ-СЭЩ-70-10 представлен в приложении Б, рисунок Б.1 Все необходимые основные технические параметры представлены в приложении Б, таблица Б.1.

6.1.2 Выбор выключателя для вводных ячеек, ячеек секционного выключателя и ячеек отходящих присоединений

Номинальный расчетный ток продолжительного режима для стороны низкого напряжения силового трансформатора с расщепленной низкой обмоткой определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}} \cdot 2} \quad (6.1)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6.3 \cdot 2} = 1832 \text{ А.}$$

С учетом 40% перегрузки силового трансформатора максимальный ток, который может протекать через выключатель, определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{max}} = 1.4 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (6.2)$$

$$I_{\text{max}} = 1.4 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1.4 \cdot 1832 = 2564 \text{ А.}$$

При расчете термической стойкости выключателя и максимального значения аperiodической составляющей тока короткого замыкания, за расчетные токи принимаем токи трехфазного короткого замыкания, рассчитанные в пункте 5.1 выпускной квалификационной работы.

Термическая стойкость выключателя с продолжительностью короткого замыкания $t_{\text{откл}} = 0.2 \text{ с}$ определяется по следующей формуле:

$$W_{\text{к}} = (I_{\text{п,о}}^{(n)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (6.3)$$

где $T_{\text{а}} = 0.12$ – определяется из [15].

$I_{\text{п,о}}^n = 16.4$ - действующее периодическое значение тока трехфазного короткого замыкания, являющееся расчетным, т.к. является наиболее опасным.

$$W_{\text{к}} = 16.4^2 (0.2 + 0.12) = 86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания для времени $\tau = 0.01 + t_{\text{с,в}}$ (собственное время отключения выключателя) рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}}^n \cdot e^{-\tau/T_{\text{а}}} \quad (6.4)$$

Выбор выключателя заключается в выборе двух видов выключателя: для вводной ячейки, ячейки секционного выключателя, для отходящих присоединений. Из представленных в [27] видов выключателей, наиболее подходящим видом выключателя, для ячейки ввода и секционного выключателя подходит элегазовый выключатель фирмы Schneider Electric –

LF3, а для ячеек отходящих присоединений также выключатель фирмы Schneider Electric – LF2 [28]. Обоснование выбора выключателей дано в таблицах 8 и 9, для каждого из элегазовых выключателей соответственно.

Таблица 8 – Обоснование выбора элегазового выключателя LF3

Выключатель LF3	
1	2
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ср.ном}} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6.3 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2564 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п,о}}^3 = 16.4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot 16.4 \cdot e^{-0.04/0.12} = 16.61 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор.}}/100) \cdot I_{\text{откл.ном.}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 40 = 22.62 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 44.07 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\text{откл}} < t_{\text{T}}, B_{\text{к}} = I_{\text{откл.ном}} \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0.2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 9 – Обоснование выбора элегазового выключателя LF2

Выключатель LF2	
1	2
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ср.ном}} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6.3 \text{ кВ}$
$I_{\text{рас}} = 580 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{п,о}}^3 = 16.4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot 16.4 \cdot e^{-0.04/0.12} = 16.61 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор.}}/100) \cdot I_{\text{откл.ном.}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 40 = 22.62 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 44.07 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\text{откл}} < t_{\text{T}}, B_{\text{к}} = I_{\text{откл.ном}} \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0.2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.1.3 Выбор трансформатора тока и трансформатора тока нулевой последовательности

6.1.3.1 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока для установки в КРУ выбираются по длительному (рабочему) току.

$$I_{\text{НОМ}} \leq I_{1\text{НОМ}}, \quad (6.5)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – расчетный номинальный ток первичной обмотки (ток нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{НОМ}}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

От секций шин КРУ подстанции отходит большое число кабельных линий до различных потребителей, расчетные номинальные токи которых имеют следующие значения (согласно предоставленной информации):

- ячейка 24 – $I_{\text{НОМ}} = 92 \text{ A}$;

- ячейка 54 – $I_{\text{НОМ}} = 120 \text{ A}$;

- ячейки 2; 8; 22; 36; 40; 50; 52; 1; 5; 9; 11; 17; 19; 21; 47; 49 – $I_{\text{НОМ}} = 230 - 270 \text{ A}$;

- ячейки 4; 10; 34; 3; 15; 35; 37; 43; 45 – $I_{\text{НОМ}} = 330 - 380 \text{ A}$;

- ячейки 6; 32; 38; 13; 31 – $I_{\text{НОМ}} = 545 - 580 \text{ A}$;

- ячейки 14; 26; 48; 7; 25; 41 – $I_{\text{НОМ}} = 1832 \text{ A}$.

Для проверки выбран трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ 10 с номинальными токами первичной обмотки $I_{1\text{НОМ}} = 100 \text{ A}$; 150 A ; 300 A ; 400 A ; 600 A ; 2000 A .

Также выбор трансформаторов тока происходит по следующим дополнительным условиям:

- электродинамическая стойкость

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{НОМ}}, \quad (6.6)$$

где $K_{\text{эд}} = \frac{i_{\text{эддин.ст.}}}{\sqrt{2} \cdot I_{1\text{НОМ}}}$ – кратность электродинамической стойкости трансформатора тока ($i_{\text{эддин.ст}}$ – определяется по каталогу для каждого значения тока первичной обмотки трансформатора тока);

- термическая стойкость

$$B_{\text{к}} \leq K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{1\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}, \quad (6.7)$$

где $I_{\text{Т}}^2$ – односекундный ток термической стойкости;

$t_{\text{Т}}$ – время протекания тока.

- вторичная нагрузка:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (6.8)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – допустимая нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока.

Проверка трансформатора тока с $I_{\text{НОМ}} = 92$ А производится по формулам (6.1 – 6.8) и представлена в таблица 10.

Таблица 10 – Проверка трансформатора тока $I_{\text{НОМ}} = 92$ А

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10/100	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ср.НОМ}} = 6.3$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 6.3 - 10.5$ кВ
$I_{\text{НОМ}} = 92$ А	$I_{\text{ИНО}} = 100$ А
$i_{\text{уд}} = 44.07$ кА	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}} = 353 \cdot \sqrt{2} \cdot 0.1 = 49.99$ кА
$B_{\text{к}} = 86$ кА ² · с	$I_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 16^2 \cdot 1 = 256$ кА ² · с
$Z_2 = 0.9988$	$Z_{2\text{НОМ}} = 1$ Ом

Индуктивное сопротивление цепей трансформатора тока незначительно, поэтому $Z_2 \approx R_2$, R_2 определяется по следующей формуле:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (6.9)$$

где $R_{\text{к}} = 0.05$ – сопротивление контактов;

$R_{\text{пр}}$ = сопротивление соединяющих проводов

$R_{\text{приб}}$ = сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока.

Для нахождения $R_{\text{приб}}$ необходимо определить нагрузку по фазам трансформатора тока $S_{\text{приб}}$ и принять за расчетную наиболее загруженную фазу.

Вторичная нагрузка трансформатора тока является счетчик активной и реактивной энергии ЦЭ6850М с максимальной мощностью на фазу 0.22 МВА [18]. Сопротивление прибора находится по следующей формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (6.10)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.22}{5^2} = 0.0088 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов выражается из условия проверки по вторичной нагрузке:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1 - 0.0088 - 0.05 = 0.94 \text{ Ом}$$

Определив сопротивление соединительных проводов можно найти их сечение по следующей формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (6.11)$$

где ρ - удельное сопротивление материала, из которого сделан провод (материал – медь, $\rho = 0.0175$);

$$l_{\text{п}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 20 \text{ м} - \text{принятая длина соединительных проводов.}$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 20}{0.94} = 0.64 \text{ мм}^2$$

По условию прочности сечение медных жил должно быть не менее 2.5 мм², поэтому выбираем стандартное сечение жилы 2.5 мм² [15].

Расчет трансформаторов тока с другими первичными номинальными токами ведется аналогично и представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Проверка трансформаторов тока

	Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ 10 каталожные данные				
Номинальный расчетный ток, А / расчетные данные	120	230 - 270	330 - 380	545 - 580	1832
$U_{\text{ср.ном}} = 6.3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6.3 - 10.5 \text{ кВ}$				
$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	150	300	400	600	2000
$i_{\text{уд}} = 44.07 \text{ кА}$	49.99	62.49	99.99	99.99	99.99
$B_{\text{к}} = 86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	400	992.25	1600	1600	1600
$Z_2 = 0.9988 \text{ Ом}$	1	1	1	1	1

6.1.3.2 Выбор трансформатора тока нулевой последовательности

Отходящие от подстанции «Голевая» линии напряжение 6 кВ выполнены кабелем АСБ 3х180 и АСБ 3х240 (в зависимости от потребителя, указано минимальное и максимальное возможное значение сечения кабеля). Максимальный наружный диаметр кабеля составляет 59.9 мм.

Для установки принимаем трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЩ 0.66, трансформатор тока устанавливается непосредственно на кабельную линию. Технические параметры трансформатора тока нулевой последовательности представлены в приложении Б, таблица Б.2.

6.1.4 Выбор трансформатора напряжения

В [15] указываются 3 критерия выбора трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение

$$U_{\text{ср.ном}} \leq U_{\text{ном. тра-ра}} \quad (6.12)$$

- класс точности, конструкция, схема соединения обмоток;

- вторичная нагрузка

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (6.13)$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (6.14)$$

Согласно рекомендациям в [27], выбираем трехфазную группу измерительных трансформаторов напряжения 3хЗНОЛ-СЭЩ-6. Данный трансформатор напряжения комплектуется встроенным предохранителем, поэтому отдельный выбор предохранителя не требуется. Нагрузка вторичных обмоток трансформатора напряжения определяется с помощью таблицы представленной в [15]. Расчет вторичной нагрузки представлен в таблице 12.

Технические характеристики трехфазной группы измерительных трансформаторов напряжения приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность катушки, В·А	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	ЦЭ6850М	4.0	1	1		1	4	-
Счетчик активной энергии	ЦЭ6850М	4.0	2	0.38	0.92 5	1	8	
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6850М	4.0	2	0.38	0.92 5	1	3.04	7.4
Итого							15.04	7.4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{15.04^2 + 7.4^2} = 16.76 \text{ В} \cdot \text{А} \leq 30 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Высоковольтная обмотка трансформатора напряжения располагается на съемном защитном предохранительном устройстве с плавкой вставкой (далее предохранитель). Предохранитель состоит из корпуса вылитого из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией. Основные технические характеристики предохранителя приведены в приложении Б, таблица Б.4.

6.1.5 Выбор ограничителя перенапряжений

Согласно рекомендациям, указанным в [27], при напряжении в 6 кВ необходимо устанавливать ограничитель перенапряжений ОПНп-6 кВ / 17.4. ОПНп – это ограничитель перенапряжений нелинейный опорно-подвесного типа, который состоит из соединенных последовательно оксидно-цинковых варисторов, заключенных в герметизированный полимерный корпус. Ограничитель перенапряжений такого типа рекомендуется устанавливать на современных подстанциях взамен устаревших вентильных разрядников РВО-6.

Основные параметры нелинейного ограничителя перенапряжений представлены в приложении Б, таблица Б.5.

6.1.6 Выбор жестких шин

Ошиновка до здания ЗРУ-6 кВ и в самом ЗРУ выполнена жесткими шинами прямоугольного сечения.

Сечение жестких шин производится по экономической плотности тока, определяемой по следующей формуле:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (6.15)$$

где $j_{\text{эк}} = 1.8$ – экономическая плотность тока, определяемая ПУЭ по T_M .

$$s = \frac{1832}{1.8} = 1017.7 \text{ мм}^2$$

На основании полученного сечения принимаем к установке медные прямоугольные шины сечением 120x10 мм, с длительно допустимым током 2650 А. Полученное сечение жестких шин необходимо проверить по следующим условиям:

- условие нагрева при протекании длительно допустимого тока:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дл.доп}} \quad (6.16)$$

$$2564 \leq 2650 \text{ А};$$

- термическая стойкость при протекании тока короткого замыкания:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \leq s, \quad (6.17)$$

где $C_T = 170$ – параметр определяемый по [2].

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{860}}{170} \cdot 10^3 = 545 \leq 1200 \text{ мм}^2.$$

- электродинамическая стойкость при протекании тока короткого замыкания:

$$\sigma_{\text{раб}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (6.18)$$

где $\sigma_{\text{доп}} = 200$ МПа – допустимое напряжение в материале жестких шин, определяемое по [2]

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I_{\text{из}}^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_{\text{ф}} \cdot K_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (6.19)$$

где $l_{\text{из}} = 2$ м – длина пролета;

$K_{\text{ф}} = 1$ – коэффициент формы, определяется по кривым [2];

$K_{\text{расп}} = 1$ – коэффициент расположения, определяется по [2].

$\lambda = 8$ – коэффициент, зависящий от условий закрепления шины, определяется по [8];

$a = 1$ м – расстояние между фазами;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины, м³.

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (6.20)$$

где $b = 1$ см – длина поперечного сечения жесткой шины;

$h = 12$ см – ширина жесткой шины;

$$W = \frac{12 \cdot 1^2}{6} = 2 \text{ см}^3 = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 2^2 \cdot 44070^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot 1} = 84 \text{ МПа}$$

$$84 \text{ МПа} \leq 200 \text{ МПа};$$

- условие несовпадения частоты собственных колебаний с колебаниями, возникающими в системе:

Для того чтобы в системе жестких шин не возник резонанс необходимо, чтобы частота собственных колебаний шин была меньше 30 Гц или больше 200 Гц, т.к. электродинамические силы, вызывающие колебания шин имеют частоту 50 и 100 Гц.

Расчет частоты собственных колебаний ведется по следующей формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \sqrt{\frac{EJ}{m}}, \quad (6.21)$$

где $r_1^2 = 4.73$ – параметр основной собственной частоты шины, определяется по [8];

$l = 0.5$ м – длина пролета между изоляторами;

$m = 1.75 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 1 \cdot 100 = 2.1$ кг/м;

$E = 10 \cdot 10^{10}$ – модуль упругости, Па;

$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{12 \cdot 1^3}{12} = 1 \text{ см}^4 = 1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$ – момент инерции поперечного сечения

шины.

$$f_0 = \frac{4.73^2}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.5^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 1 \cdot 10^{-8}}{2.1}} = 311 \text{ Гц}$$

$$311 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

6.1.7 Выбор опорного изолятора

Для установки выбираем изолятор ИОР-6-250. Высота изоляционного промежутка данного изолятора $H_{из}$ составляет 70 мм. Минимальная разрушающая сила $F_{разр} = 2.5$ кН. Опорный изолятор проверяется по условию электродинамической стойкости:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (6.22)$$

$$\text{где } F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{44070^2}{1} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.5 \cdot 10^{-7} = 168 \text{ Н};$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0.6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H_{из} + b + \frac{h}{2}} = 0.6 \cdot 2500 \cdot \frac{0.07}{0.07 + 0.01 + \frac{0.12}{2}} = 750 \text{ Н}$$

$$168 \text{ Н} \leq 750 \text{ Н}$$

6.1.8 Выбор проходного изолятора

Изоляторы напряжением 6 кВ не рассчитаны ($I_{ном} = 250; 400$ А) на расчетный ток (1832 А). Поэтому для установки выбираем проходной изолятор ИП-10/5000-42.5 УХЛ 2 на напряжение 10 кВ, с номинальным током $I_{ном} = 5000$ А и разрушающей силой $F_{разр} = 42.5$ кН. Проходной изолятор также как и опорный проверяется по условию (6.22).

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 0.5 \cdot \frac{44070^2}{1} \cdot 0.5 \cdot 10^{-7} = 48.55 \text{ Н}$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} = 0.6 \cdot 42500 = 25500 \text{ Н}$$

$$48.55 \text{ Н} \leq 25500 \text{ Н}$$

6.1.9 Выбор кабелей

Отходящие присоединения подстанции выполнены кабельными линиями, проложенными под землей. Для кабельных линий, проложенных под землей, преимущественно подходят бронированные кабели, имеющие оболочку, которая защищает их от химических воздействий окружающей среды [6].

Для таких условий прокладки выбираем трехжильный кабель АСБ. Данный кабель предназначен для прокладки в земле со средней коррозионной активностью. Изоляции жил, и поясная изоляция пропитаны масляным не стекающим составом. Оболочка кабеля сделана из выпресованого свинца. Броня кабеля защищает его от всевозможных механических воздействий. Наружный слой – стекловолокно с битумом [21].

Выбранный кабель необходимо проверить по следующим условиям:

- экономическое сечение кабеля:

$$s_{э} = \frac{I_{ном}}{j_{э}}, \quad (6.23)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток отходящего присоединения (максимально возможный);

$j_{э}$ – экономическая плотность тока, определяемая по [6].

- проверка по допустимому току:

Данная проверка проводится с учетом способа прокладки кабеля (в земле или в воздухе) и с учетом числа рядом проложенных кабелей.

$$I_{max} < I_{дл.доп.}, \quad (6.24)$$

где I_{max} – максимально возможный ток отходящего присоединения.

$$I_{дл.доп.} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{дл.доп.каб} \cdot n, \quad (6.25)$$

где k_1 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих в земле, определяется по [6];

k_2 – поправочный коэффициент на ток кабеля в зависимости от температуры окружающей среды, определяется по [6];

$I_{дл.доп.каб}$ – длительно допустимый ток кабеля по каталогу;

n – количество кабелей.

- проверка по минимальному сечению кабеля, определяемого по термической стойкости

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (6.26)$$

где $C_T = 70 \text{ А}\cdot\text{с}/\text{мм}^2$ – параметр кабеля, приведенный в [2].

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (6.27)$$

где $T_a = 0.01$ – постоянное времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания определенная по [15];

$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в.} = 0.8 + 0.035 = 0.835 \text{ с}$ – время действия релейной защиты и собственное время отключения выключателя [15, 27].

Произведем расчет для 24 ячейки КРУ с $I_{ном} = 92 \text{ А}$.

Определим экономическое сечение кабеля по формуле (6.23):

$$s_э = \frac{92}{1.4} = 65 \text{ мм}^2$$

Для установки принимаем кабель марки АСБ сечением 70 мм^2 , длительно допустимый ток которого при прокладке в земле составляет 180 А . Поправочный коэффициенты $k_1 = 1$; $k_2 = 1.05$. Количество кабелей $n = 1$.

$$I_{\max} = 92 \text{ А} < I_{дл.доп} = 1 \cdot 1.05 \cdot 180 \cdot 1 = 189 \text{ А}$$

Кабель проходит по допустимому току. Определим минимальное сечение кабеля по термической стойкости по формуле (6.26):

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{16.4^2 (0.835 + 0.01)}}{90} = 167.5 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение не подходит по термической стойкости, поэтому к установке принимаем кабель АСБ 3x180. Расчет кабелей для остальных отходящих ячеек ведется по аналогичной методике и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор кабелей отходящих присоединений

$I_{ном},$ А	$j_{эк},$ А/мм ²	k_1	k_2	$n,$ шт	$I_{дл.доп.каб.},$ А	C_T	$B_k,$ А ² ·с	$S_{\min},$ мм ²	$S_э,$ мм ²	$S_{каб.},$ мм ²	Марка кабеля	$I_{дл.доп.},$ А
120	1.4	1	1.05	1	307	90	$15.07 \cdot 10^6$	167.5	85.7	185	АСБ	322
270	1.4	1	1.05	1	351	90	$15.07 \cdot 10^6$	167.5	192.9	240	АСБ	368.5
380	1.4	1	1.05	2	351	90	$15.07 \cdot 10^6$	167.5	271.4	240	АСБ	737.1
580	1.4	1	1.05	2	351	90	$15.07 \cdot 10^6$	167.5	414.3	240	АСБ	737.1

7 Релейная защита подстанции «Толевая»

На подстанции предусматривается защита следующего оборудования: силовой трансформатор; шины и ошиновки; воздушные линии; отходящие присоединения и т.п.

В качестве основных защит силового трансформатора применяют три следующих обязательных вида защит: дифференциальная защита (либо отсечка); максимальная токовая защита (МТЗ); газовая защита. Также на трансформаторах используется защита нулевой последовательности (если нейтраль трансформатора заземлена). [6, 10].

В качестве защиты шин и ошиновок применяют следующие виды защит: дифференциальная токовая отсечка (для шин 35 кВ и выше); неполная двухступенчатая дифференциальная защита (токовая отсечка и МТЗ для секционированных шин 6 (10) кВ). [6, 10].

Основной защитой линий от коротких замыканий являются: ступенчатые токовые защиты (МТЗ с выдержкой времени; токовая отсечка; защита от замыканий на землю). В качестве дополнительной защиты ставиться токовая отсечка без выдержки времени [6, 10].

Отходящие присоединения, выполненные воздушными или кабельными линиями, защищаются двухступенчатой токовой защитой (Токовая отсечка; МТЗ с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени). Также применяется защита от замыканий на землю. [6, 10].

7.1 Расчет релейной защиты трансформатора

К установке на подстанции выбрана релейная защита «СИРИУС – Т» научно производственного предприятия ЗАО «РАДИУС Автоматика», основанная на микропроцессорной элементной базе.

Данная защита будет являться основной защитой силового трансформатора. Технические характеристики «СИРИУС – Т» и тормозная характеристика защиты представлены в приложении В.

Рассчитаем дифференциальную защиту по рекомендациям по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора [16].

7.1.1 Общие уставки

Номинальные токи сторон силового трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}, \quad (7.1)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{ном.ср}}$ – напряжение при среднем значении оптимального диапазона регулирования.

Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности трансформатора, производится по выражению:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{I}}}, \quad (7.2)$$

где K_{I} – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения вторичных обмоток трансформатора тока

Рассчитанные вторичные токи принимаются в качестве базисных токов соответствующих сторон трансформатора и задаются уставками (для номинального вторичного тока трансформатора тока равного 5 А – диапазон базисных токов изменяется в пределах (1.01 – 10.00) А). Расчет общих уставок производится по формулам (7.1; 7.2) и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет общих уставок

Параметр	Обозначение	Сторона ВН трансформатора	Сторона НН трансформатора
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном.перв}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200.8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6.3 \cdot 2} = 1832$

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	
Коэффициент трансформации трансформатора тока	k_t	300 / 5	2000 / 5	2000 / 5
Схема соединения трансформаторов тока	D, Y (треугольник, звезда)	D	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{ном.втор}}$	$\frac{200 \cdot 8 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 5.79$	$\frac{1832 \cdot 1}{2000 / 5} = 4.58$	$\frac{1832 \cdot 1}{2000 / 5} = 4.58$
Значения уставок	$I_{\text{базВН}}, I_{\text{базНН}}$	5.79	4.58	4.58
Размах РПН, %		16		

7.1.2 Расчет уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

7.1.2.1 Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{д1}/I_{баз}$

Данная уставка (Приложение В, рисунок В.1) выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (7.3)$$

где $K_{\text{отс}} = 1.2$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}}$ – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Относительный расчетный ток небаланса состоит из трех составляющих и определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (7.4)$$

где $K_{\text{пер}} = 2.5$ – коэффициент, учитывающих переходный режим;

$K_{\text{одн}} = 1.0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon = 0.05$ – относительной значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}} = 0.16$ – полный размах РПН;

$\Delta f_{\text{добав}} = 0.04$ – поправка на неточность задания номинальных токов сторон трансформатора [16].

7.1.2.2 Коэффициент торможения

Данный коэффициент $K_{\text{торм}}$ обеспечивает несрабатывание при прохождении сквозных токов $I_{\text{скв}}$ короткого замыкания. Сквозной ток, протекающий по силовому трансформатору, вызывает дифференциальный ток равный току небаланса и рассчитываемый по следующей формуле:

$$I_{\text{диф}} = I_{\text{нб.расч}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}}, \quad (7.5)$$

где $\varepsilon = 0.1$ – относительное значение полной погрешности трансформатора тока, класса точности 10Р.

Тормозной ток равен:

$$I_{\text{торм}} = (I_{\text{скв}} + I_{\text{скв}} - I_{\text{диф}}) / 2 \quad (7.6)$$

Коэффициент снижения тормозного тока рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{сн.т}} = I_{\text{торм}} / I_{\text{скв}} = 1 - 0.5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) = 1 - 0.5 I_{\text{нб.расч}} \quad (7.7)$$

Для того чтобы реле не сработало при прохождении сквозного тока, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$\begin{aligned} K_{\text{торм}} &\geq 100 I_{\text{диф}} / I_{\text{торм}} = \\ &= 100 \cdot K_{\text{отс}} (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) / K_{\text{сн.т}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (7.8) \end{aligned}$$

7.1.2.3 Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{м2}} / I_{\text{баз}}$

Во второй участок характеристики попадают витковые короткие замыкания в силовом трансформаторе и, желательно, попадание режимов возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей, пусковые токи мощных двигателей, конечно, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется выбирать уставку в диапазоне 1.5 – 2.

7.1.2.4 Уставка блокировки по второй гармонике $I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}}$

На основании широкого опыта применения данной защиты различными фирмами, рекомендуется выбирать данную уставку в диапазоне 12 – 15 %.

Расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ - 2 производится по формулам (7.3 – 7.8) и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет уставок ДЗТ – 2

Параметр	Обозначение	Значение
Расчетный ток небаланса при протекании базисного тока	$I_{нб.расч}$	$2.5 \cdot 1.0 \cdot 0.05 + 0.16 + 0.04 = 0.325$
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}$	$1.2 \cdot 0.325 = 0.39$
Принятое значение уставки	Диапазон уставки (0.3 – 1.0) $I_{баз}$	Принимаем 0.4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т}$	$1 - 0.5 \cdot 0.325 = 0.838$
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{торм}$	$100 \cdot 1.3 \cdot 0.325 / 0.838 = 50.4$
Принимаемое значение уставки коэффициента торможения	Диапазон уставки (10 – 100) %	51
Принятое значение уставки второй точки излома	Диапазон уставки (1.0 – 2.0) $I_{ном}$	2.0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	Диапазон уставки (0.06 – 0.20)	0.15

7.1.3 Расчет дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ – 1)

7.1.3.1 Отстройка от броска тока намагничивания

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется при соблюдении следующего условия:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq 6 \quad (7.9)$$

7.1.3.2 Отстройка от тока небаланса при внешнем коротком замыкании

Отстройка от данных токов выполняется по следующей формуле:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) I_{кзвн.макс}, \quad (7.10)$$

где $K_{отс} = 1.5$ – коэффициент отстройки;

$K_{пер} = 3.0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

Остальные коэффициенты аналогичны коэффициентам в формуле (7.4).

Расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ - 1 производится по формулам (7.3 – 7.10) и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет уставок ДЗТ – 1

Параметр	Обозначение	Значение
1	2	3
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А	$I_{кзвн.макс}$	894
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора	$I_{кзвн.макс} / I_{номВН}$	$894 / 200.8 = 4.45$

Продолжение таблицы 16

1	2	3
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}}$	$1.5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0.05 + 0.16 + 0.04) \cdot 4.45 = 2.33$
Принятое значение уставки	Диапазон уставки (4.0 – 30.00) $I_{\text{баз}}$	4.0

7.1.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ – 3)

Уставка по току в данном случае выбирается меньше, чем минимальная уставка ДЗТ – 2. Уставка по времени выбирается порядка нескольких секунд, для обеспечения выявления неисправностей в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок: $I_{\text{д}} / I_{\text{баз}} = 0.1$; $T_{\text{с}} = 10$.

8 Система оперативного тока на подстанции «Толевая»

На подстанции «Толевая» питание оперативных цепей осуществляется с помощью зарядно – выпрямительного устройства с параллельным резервированием стационарными батареями типа 6V 6OPzV300 фирмы Sonnenschein. Количество стационарных батарей, установленных на подстанции – 104 шт.

Питание оперативных цепей постоянным током требует значительных капиталовложений, но является надежным решением для бесперебойной работы устройств релейной защиты и автоматики, а также системы аварийного освещения. Система постоянного оперативного тока осуществляет питание при любых коротких замыканиях, а также при полном отключении объекта от энергосистемы [12].

Система оперативного тока, установленная на подстанции, осуществляет питание:

- приводов выключателей, установленных в ЗРУ – 6 кВ;
- системы аварийного освещения;
- устройства мигающего света (шинки мигания, от которой питаются лампы положения выключателей, положение которых не соответствует последней команде, выполненной ключом управления);
- устройства контроля изоляции и измерения;
- шинок управления и сигнализации ЗРУ и ГЩУ;
- программно – технического комплекса «Нева» (предназначено для записи аварийных процессов и событий, а также контроля состояния устройств РЗиА и положения коммутационных аппаратов в нормальных, аварийных и послеаварийных событиях).

9 Собственные нужды подстанции «Голевая»

Для того чтобы выбрать трансформатор собственных нужд, необходимо определить всех потребителей, питающихся от трансформатора собственных нужд, и суммировать мощность всех потребителей. Расчет суммарной мощности потребителей собственных нужд представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Потребители собственных нужд

Потребитель собственных нужд	Мощность потребителя, кВт
Устройство охлаждения трансформатора	6
Привод РПН	2.2
Цепи заводки пружин выключателей 110 кВ	9
Обогрев приводов выключателей 110 кВ	19.2
Отопление ОПУ	70
Отопление ЗВН (здание вспомогательного назначения)	35
Отопление маслохозяйства	35
Отопление ЗРУ – 6 кВ	25
Обогрев комнаты связи	7
Обогрев склада	20
Обогрев коридора	4
Водоподогреватель	15
Подогрев шкафов КРУ (антиконденсатный)	11.5
Освещение силовых трансформаторов	20
Освещение ГЩУ, РЩ ЗРУ – 6 кВ	15
Освещение ЗРУ – 6 кВ	7
Освещение коридора	20
Освещение комнаты дежурного	7
Освещение мастерской	7
Освещение аккумуляторной	7
Освещение кабинета начальника группы подстанций	7
Видеонаблюдение	0.6
АСКУЭ	0.1
Щит постоянного тока	17
Дистиллятор	3.6
Щиты переменного тока	7
Панель блокировки	0.4
Итого	377 кВт

С учетом коэффициента загрузки $k_3 = 0.7$, рассчитаем потребляемую мощность собственных нужд: $377 \cdot 0.7 = 263.9$ кВт. К установке принимаем 2 трансформатора собственных нужд ТМ – 400 кВА.

10 Расчет заземления подстанции «Толевая»

Заземление - преднамеренно сделанное соединение с землей частей электроустановок, которые могут по различным причинам оказаться под действием напряжения. Заземление может выполняться искусственным и естественным заземлителем.

Заземление должно обеспечить защиту от поражения электрическим током (электробезопасность персонала) при появлении потенциалов на открытых проводящих частях в нормальных и аварийных режимах работы электроустановок. Электробезопасность характеризуется предельно допустимыми значениями напряжения прикосновения и должна быть обеспечена при любых условиях эксплуатации подстанции. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения установлены в [3]. Также заземление обеспечивает надежное заземление устройств молниезащиты и ограничителей перенапряжения.

Заземление всех зданий и сооружений на подстанции должны быть объединены в общее заземляющее устройство (заземляющую сетку из продольных и поперечных полос, вертикальных заземлителей и заземляющих проводников).

Согласно [6] допустимое сопротивление заземляющего устройства на подстанциях 110 кВ и выше равно $R_{з, доп} = 0.5$ Ом. Однако многолетний опыт эксплуатации показал, что нормирование напряжения прикосновения, а не сопротивления заземляющего устройства, выгодней, т.к. последнее приводит к излишнему расходу проводникового материала.

Расчет заземления ведется по методике, представленной в [15]. Исходные данные для расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Исходные данные расчета заземления

Параметр	Значение
1	2
Площадь подстанции S, м ²	10843 (94 м x 115 м)

1	2
Грунт однородный глинистый с удельным сопротивлением $\rho_{в.с}$, Ом·м	80
Глубина заложения заземлителей от земли t , м	0.7
Время действия релейной защиты $t_{р.з}$ / собственное время отключения выключателя $t_{о.в}$, с	0.12 / 0.035
Значение тока двухфазного короткого замыкания I_3 , А	14200

Определим напряжение на заземлителе при времени отключения тока короткого замыкания равного $\tau = t_{р.з} + t_{о.в} = 0.12 + 0.035 = 0.155$ с по следующей формуле:

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп}}{K_{П}}, \quad (10.1)$$

где $U_{пр.доп} = 500$ В – наибольшее допустимое напряжение прикосновения, определяемое по [15] по τ ;

$K_{П}$ – коэффициент напряжения прикосновения.

$$K_{П} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_{Г}}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (10.2)$$

где $l_B = 5$ м – длина заземлителя вертикального типа;

$L_{Г} = 3500$ м – длина заземлителей горизонтального типа;

$a = 11.5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 10843$ м² – площадь заземляющего устройства;

$M = 0.5$ – параметр, зависящий от однородности грунта и определяемый по [15];

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + 1.5\rho_{в.с}} = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 80} = 0.89 \text{ – коэффициент, определяемый по}$$

сопротивлению человека $R_{ч} = 1000$ Ом и сопротивлению растеканию тока ступней.

Определим напряжение на заземлителе по формулам (10.1, 10.2):

$$U_3 = \frac{500}{\left(\frac{0.5 \cdot 0.89}{\left(\frac{5 \cdot 3500}{11.5 \cdot \sqrt{10843}} \right)^{0.45}} \right)} = \frac{500}{0.133} = 3759 \text{ В}$$

Полученное значение напряжения заземлителя находится в пределах допустимого значения равного 10 кВ [6].

Сопротивление заземляющего устройства должно соответствовать следующему условию:

$$R_3 < R_{3,\text{доп}} \quad (10.3)$$

Число ячеек по стороне расчетной модели заземлителя определяется по следующей формуле:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (10.4)$$

$$m = \frac{3500}{2 \cdot \sqrt{10843}} - 1 = 15.8$$

Длина полос в расчетной модели определяется по выражению:

$$L'_r = 2\sqrt{S}(m+1) \quad (10.5)$$

$$L'_r = 2\sqrt{10843}(16+1) = 3540 \text{ м}$$

Длина сторон ячейки определяется по формуле:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (10.6)$$

$$b = \frac{\sqrt{10843}}{16} = 6.5 \text{ м}$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура, определяется по формуле:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} \quad (10.7)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{10843} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 83.3 = 84$$

Общая длина вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (10.8)$$

$$L_B = 5 \cdot 84 = 420 \text{ м}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов определяется по формуле:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (10.9)$$

$$\frac{5 + 0.7}{\sqrt{10843}} = 0.055$$

Общее сопротивление сложного заземлителя определяется по следующей формуле:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_T + L_B}, \quad (10.10)$$

$$\text{где } A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) = \left(0.444 - 0.84 \cdot 0.055 \right) = 0.398;$$

$\rho_3 = \rho = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – эквивалентное сопротивление грунта.

$$R_3 = 0.398 \cdot \frac{80}{\sqrt{10843}} + \frac{80}{3540 + 420} = 0.326 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя R_3 меньше допустимого сопротивления $R_{3,\text{доп}}$ $0.326 < 0.5 \text{ Ом}$.

Заземление подстанции (и молниезащита) представлены в приложении Г, рисунок Г.1.

11 Молниезащита на подстанции «Толевая»

Все здания и всё оборудование, расположенное на территории подстанции, должно защищаться, с достаточной степенью надежности, от прямых ударов молний – молниеотводами.

Существуют две разновидности молниеотводов: тросовые и стержневые.

Молниезащита на подстанции от прямых ударов молнии производится отдельностоящими и порталными молниеотводами: два отдельностоящих молниеотвода высотой $h = 33.13$ м и девять порталных молниеотводов высотой $h = 19.055$ м обеспечивают защиту всей подстанции.

Расчет молниезащиты заключается в расчете зон защиты двойного стержневого молниеотвода отдельно стоящих молниеотводов и двух порталных молниеотводов.

11.1 Расчет отдельно стоящих молниеотводов

Расчет ведется по методике и формулам, представленным в [4]. Принятая надежность защиты $P_3 = 0.9$.

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода, определяется по следующей формуле:

$$h_0 = 0.85h \quad (11.1)$$

$$h_0 = 0.85 \cdot 33.13 = 28.16 \text{ м}$$

Радиус внешнего защитного конуса определяется по выражению:

$$r_0 = 1.2h \quad (11.2)$$

$$r_0 = 1.2 \cdot 33.13 = 39.756 \text{ м}$$

Максимальная высота зоны защиты между двумя молниеотводами (по середине) определяется по выражению:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0, \quad (11.3)$$

где $L_{\max} = (5.75 - 3.57 \cdot 10^{-3}(h-30)) \cdot h = (5.75 - 3.57 \cdot 10^{-3}(33.13-30)) \cdot 33.13 =$
 $= 190.12$ м – предельное расстояние между молниеприемниками;

$L_c = 2.5h = 2.5 \cdot 33.13 = 82.83$ м – расчетное расстояние между молниеотводами;

$L = 90$ м – действительное расстояние между молниеотводами.

$$h_c = \frac{190.12 - 90}{190.12 - 82.83} 28.16 = 26.27 \text{ м}$$

Максимальная полуширина зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (11.4)$$

где $h_x = 5$ м – максимальная высота защищаемого сооружения.

$$r_x = \frac{39.756 \cdot (28.16 - 5.0)}{28.16} = 32.69 \text{ м}$$

Длина горизонтального сечения l_x на высоте $h_x < h_c$:

$$l_x = L / 2 \quad (11.5)$$

$$l_x = 90 / 2 = 45 \text{ м}$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами $2r_{cx}$ на высоте $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} \quad (11.6)$$

$$r_{cx} = \frac{39.756 \cdot (26.27 - 5.0)}{26.27} = 32.18 \text{ м}$$

11.2 Расчет порталных молниеотводов

Расчет порталных молниеотводов выполнен аналогично отдельно стоящим, по формулам (11.1 – 11.6) и представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет порталных молниеотводов

Параметр	Значение
1	2
h_0 , м	16.19

Продолжение таблицы 19

1	2
$r_0, \text{ м}$	22.866
$h_c, \text{ м}$	23.40
$r_x, \text{ м}$	15.18
$l_x, \text{ м}$	10
$r_{cx}, \text{ м}$	17.98

Молниезащита подстанции (и заземление) представлены в приложении Г, рисунок Г.1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор числа, типа и мощности трансформаторов, подтвержденный экономическим расчетом, показал, что силовой трансформатор ТРДН – 40000, установленный на подстанции, не нуждается в замене и может эксплуатироваться дальше.

Электрическая схема подстанции обладает необходимой надежностью и безопасностью и не требует каких-либо изменений, т.к. на подстанции «Толевая» не предусматривается увеличение нагрузки. Схема ОРУ – 110 кВ - №110-13Н – «Две рабочие и обходная система шин», схема ЗРУ – 6 кВ - №10(6)-2 – «Две, секционированные выключателем, системы шин».

Расчетный ток трехфазного короткого замыкания на шинах низкого напряжения составляет 16.4 кА, двухфазного – 14.2 кА.

Согласно поставленной цели выпускной квалификационной работы, ЗРУ – 6 кВ было полностью реконструировано. Имеющиеся ячейки КРУ были заменены на новые ячейки КРУ-СЭЩ-70-10 Самарской компании «Электрощит». В ячейках установлены элегазовые выключатели LF2, LF3, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ 10, трансформаторы напряжения 3хЗНОЛ-СЭЩ 6 с встроенными предохранителями, жесткие медные прямоугольные шины 120x10 мм, опорный ИОР-6-250 и проходной ИП-10/5000 изоляторы, а также кабели АСБ сечением 180 и 240 мм². Оборудование выбрано и проверено по условиям стойкости к токам КЗ, что обеспечивает надежную и безопасную эксплуатацию подстанции.

Релейная защита выполнена микропроцессорными блоками «СИРИУС-Т».

Система оперативного тока выполнена на постоянном напряжении 220 В зарядно-выпрямительным устройством с резервированием аккумуляторами.

Система собственных нужд питается от трансформатора ТМ-400/6.3/0.4.

Также рассчитаны молниезащита и заземление подстанции. Молниезащита выполнена отдельностоящими и порталными молниеотводами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Текст]. – Введ. 2008-07-02. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2008. – 54 с.

2 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания [Текст]. – Введ. 2007-07-12. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2007. – 44 с.

3 ГОСТ 12.1.038 – 2001. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Текст]. – Введ. 1984-07-01. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2001. – 8 с.

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

5 Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Текст] : утв. Сов-ом директоров ОАО «Россети» 23.10.2013 : введ в действие с 27.12.2013. – М : ФСК ЕЭС, 2013. – 196 с.

6 Правила устройства электроустановок [Текст] : (ПУЭ). – [7-е изд.]. – М. : Мин. Энерг. России, 2012. – 330 с.

7 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Текст] : СТО 56947007-29.130.15.114-2012: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 03.02.2012 : введ в действие 03.02.2012. – М. : ФСК ЕЭС, 2012. – 63 с.

8 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст] : РД 153-34.0-20.527-98: утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 : введ в

действие 23.03.1998. / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2015. – 152 с.

9 Российская Федерация. Законы. Об электроэнергетике [Текст] : федер. закон : [принят Гос. Думой 21 февраля 2003 г. : одобр. Советом Федерации 12 марта 2003 г.]. – М. : Кремль, 2003. – 62 с.

10 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст] : учеб. для вузов / В.А. Андреев. – [4-е изд.]. – М. : Изд-во «Высшая школа», 2006. – 639 с.

11 Дорохин, Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Техническое обслуживание устройств релейной защиты [Текст] : практ. пособие / Е.Г. Дорохин. – Краснодар. : Изд-во «Советская Кубань», 2014. – 448 с.

12 Крючков, И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст] : учебник для вузов / под ред. И.П. Крюčkова. – [3-ое изд.]. – М. : Изд-во МЭИ, 2014. – 416 с.

13 Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования [Текст] : Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – М. : Изд-во «Академия», 2013. – 416 с.

14 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.

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

16 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Текст] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 20.12.2007 : ввод в действие 20.12.2007. – М. : ФСК ЕЭС, 2007. – 132 с.

17 Счетчик электрической энергии трехфазный ЦЭ6850М. Руководство по эксплуатации [Текст] : разработчик и изготовитель АО «Электротехнические заводы «Энергомера» завод электроизмерительных приборов. – Ставрополь. : 2015. –76 с.

18 Elmakias, D. New Computational Methods in Power System Reliability [Text] / D. Elmakias. – Israel, Haifa, 2016. – 416 p.

19 Casacu, E. Power substation energy efficiency analysis – a case study. [Text] / E. Casacu, M. Stanculescu, I.V. Nemonianu. – University Politehnica of Busharest. 2011. – 7 p.

20 Кабеленесущие системы. Кабель АСБ [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Инком» / URL: [http:// gkeridan.ru/kabel-asb.html](http://gkeridan.ru/kabel-asb.html) (дата обращения: 26.03.2016).

21 Csanyi, E. Assemblies of switchgear and control panels (1,2,3) [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2015. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/assemblies-of-switchgear-and-control-panels-part-1,2,3> (дата обращения 16.02.16)

22 Csanyi, E. Location of Current Transformers in HV Substation [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/location-of-current-transformers-in-hv-substation> (дата обращения 15.02.16)

23 Csanyi, E. Power System Stability [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2010. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/power-system-stability> (дата обращения 15.02.16).

24 Csanyi, E. Site selection considerations for the future power substation [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/site-selection-considerations-for-the-future-power-substation> (дата обращения 15.02.16)

25 Ежемесячный отчет о функционировании электроэнергетики [Текст] : краткий ежем. отчет / ФГБУ «Российское энергетическое агенство», Министерство энергетики. – М. : МинЭнерго, март 2016. – 18 с.

26 Комплектное распределительное устройство высокого напряжения СЭЩ-70 на номинальные напряжения 6, 10, 20 кВ и номинальные токи от 630 до 4000 А [Текст] : каталог : разработчик и изготовитель ЗАО ГК «Электроцит» производственная компания. – Самара. : 2015. – 77 с.

27 Описание элегазовых выключателей серии LF [Текст] : каталог : разработчик и изготовитель «Schneider Electric» машиностроительная компания. – М. : 2015. – 6 с.

Приложение А

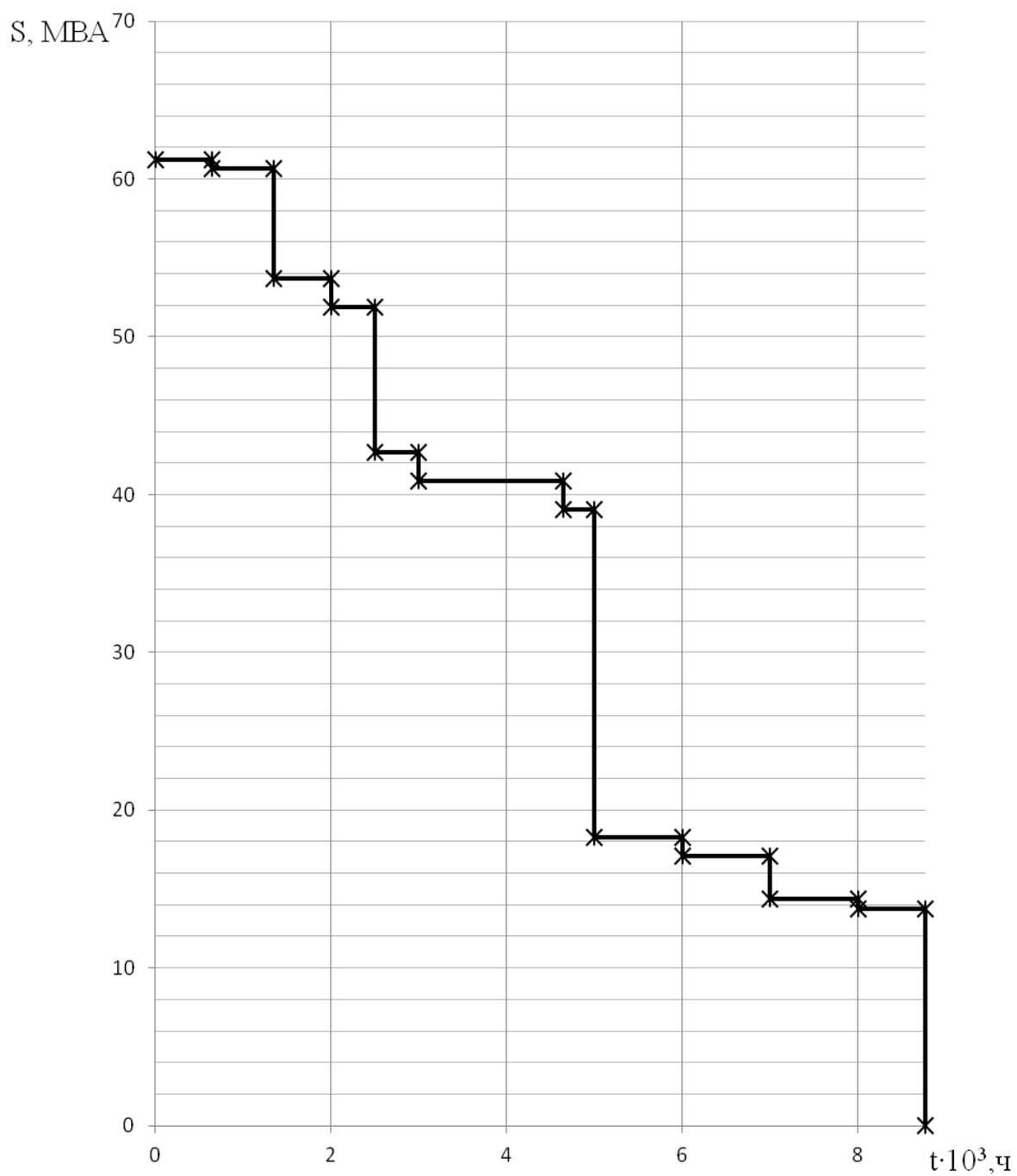


Рисунок А.1 – Годовой график нагрузки подстанции «Толевая»

Приложение Б



Рисунок Б.1 – Ячейка КРУ-СЭЩ-70-10

Таблица Б.1 – Технические параметры ячейки КРУ

Наименование параметра	КРУ-СЭЩ-70-10
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток главных цепей шкафов при частоте 50 Гц, А	630 - 4000
Номинальный ток сборных шин при частоте 50 Гц, А	1000 – 4000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	20; 31.5; 40
Ток термической стойкости, кА	20; 31.5; 40
Время протекания тока термической стойкости для главных цепей, с	3
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 81; 128
Ширина, мм	1000
Высота, мм	2400
Глубина, мм	1349
Масса, кг	1100 - 1500

Таблица Б.2 – ТЗЛК(Р)-СЭЩ 0.66-1

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	0.66
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Номинальная вторичная нагрузка, В·А	3; 5; 10; 15; 20; 25; 30
Класс точности	5Р; 10Р
Односекундный ток термической стойкости, А	140
Внутренний диаметр, мм	70

Таблица Б.3 – Технические характеристики 3хЗНОЛ-СЭЩ-6

Параметр	Значение
Номинальное первичное напряжение, кВ	6
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Класс точности основных вторичных обмоток	0.2; 0.5; 1.0; 3.0
Номинальная частота, Гц	50
Схема соединения обмоток	Y/Y0/D
Номинальная мощность вторичных обмоток в классе точности 0.2, В·А	30; 45; 75; 90

Таблица Б.4 – Технические характеристики предохранителя

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А	0.5
Сопротивление плавкой вставки, Ом	2.96
Номинальная мощность плавкой вставки, Вт	0.74

Таблица Б.5 – Ограничитель перенапряжений ОПНп-6 / 17.4

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение, кВ	17.4
Номинальный разрядный ток, А	10000

Приложение В

Таблица В.1 – Технические характеристики СИРИУС - Т

Параметр	Значение
Аналоговые сигналы	
Число входов по току	6
Номинальный ток фаз, А	1, 5
Относительная погрешность измерения токов в фазах, %	±3
Длительная термическая стойкость токовых цепей, А	15
Кратковременная термическая стойкость токовых цепей, А	500
Частота току, Гц	50
Номинальная потребляемая мощность для фазных токов в номинальном режиме, В·А, не более	0.01
Дискретные сигналы (220 / 110 В)	
Число входов	21
Номинальный ток, мА, не более	20
Напряжение надежного срабатывания, В	110 В – 80-132 220 В – 160-264
Напряжение надежного несрабатывания, В	110 В – 0-72 220 В – 0-145
Напряжение возврата, В	110 В – 65-75 220 В – 130-140
Длительность сигнала, мс, не менее	20
Выходные сигналы управления	
Количество выходных реле	12
Коммутируемое напряжение переменного или постоянного тока, В, не более	300
Длительно допустимый ток, А	6
Ток замыкания	с длительностью протекания 1.0 с – 12 с длительностью протекания 0.2 с – 30 с длительностью протекания 0.03 с – 40

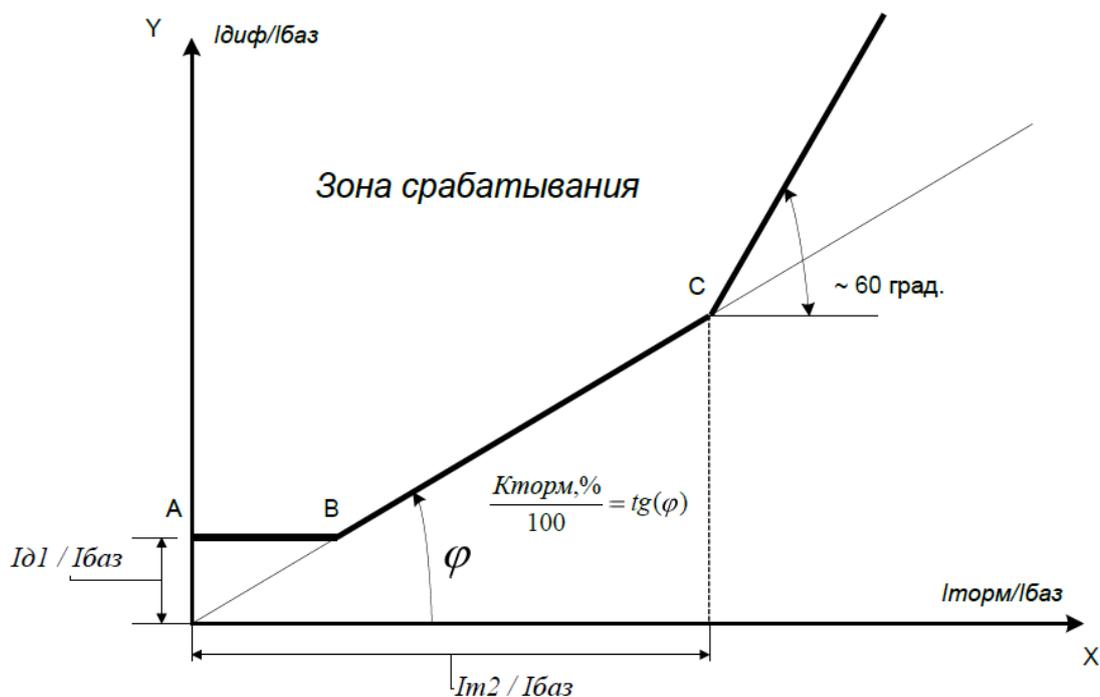


Рисунок В.1 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ – 2.

Тормозная характеристика определяется уставками:

« $I_{д1}/I_{баз}$ » – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

« $K_{торм}, \%$ » – коэффициент торможения второго участка характеристики;

« $I_{т2}/I_{баз}$ » – точка второго излома характеристики.

Характеристика имеет три участка:

УЧАСТОК 1 (отрезок А – В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки «ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{баз}$ » с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный;

УЧАСТОК 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками – наклоном прямой «ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ » и «ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{баз}$ »;

УЧАСТОК 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Приложение Г

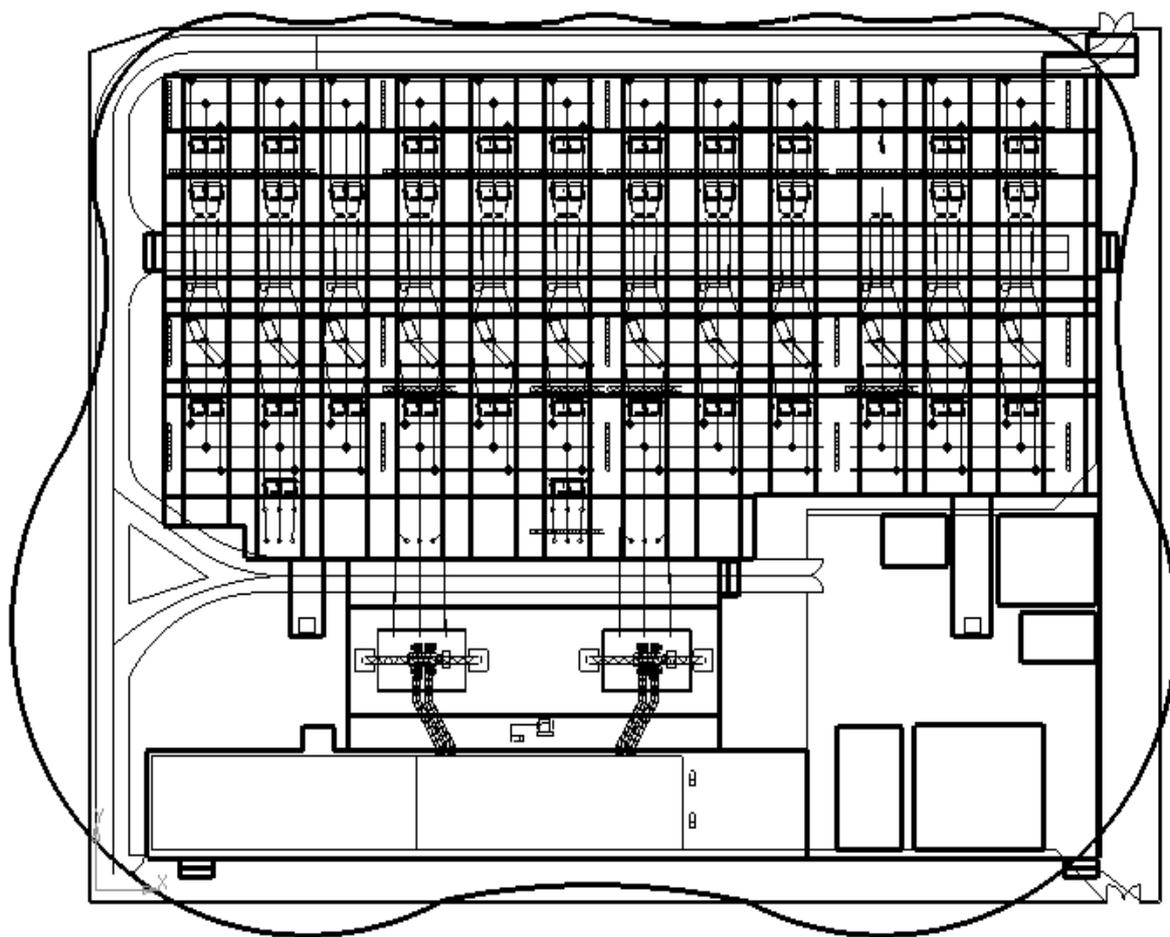


Рисунок Г.1 – Заземление и молниезащита подстанции