



## АННОТАЦИЯ

В квалификационной работе представлен проект реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Пинеровка». Приведены основные потребители ПС 110/35/10 кВ «Пинеровка» и их технические параметры. Рассчитана величина нагрузок электроприемников и используемая мощность от энергосистемы. Произведен расчет токов КЗ и релейной защиты. Также в процессе выполнения данной работы было рассчитано заземление подстанции.

Рассчитано и выбрано электрооборудование для реконструкции главной понизительной подстанции ПС 110/35/10 кВ «Пинеровка» ПАО "МРСК Волги". Выбрана схема электроснабжения ПС 110 кВ и источник питания ГПП.

Пояснительная записка к квалификационной работе выполнена на 64 листах формата А4. Содержит 8 рисунков, 16 таблиц.

Графическая часть представлена на чертежах формата А1.

## ABSTRACT

The topic of the graduation work is The reconstruction of the electrical part at substation Pinerovka 110/35/10 kV.

The object of the graduation work is the substation Pinerovka 110/35/10 kV which has two power transformers TMTN–6300/110/35 /10.

The key issue of the graduation work is the selection of the main substation circuit, the necessary electrical equipment and two power transformers, as outdated equipment does not perform its tasks.

Much attention is given to the following tasks: the choice of high-voltage switches, disconnectors, current transformers and other equipment and their correct location on the territory of the substation, the choice of power transformers for the calculated power, choice of lightning conductor to protect high-voltage equipment from lightning and overvoltage, grounding and modern relay protection, as well as the system of the required control current at the substation.

It can be concluded that the result of the graduation work is the reconstruction of the electrical part at the transformer substation using the most modern methods of calculation and equipment for connecting and reliable power supply of new consumers.

The graduation work consists of an explanatory note on 64 pages, including 8 figures, 16 tables, and the graphic part on 6 A1 sheets.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Описание объекта проектирования и формулирование основной задачи..	7
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района проектирования .....	7
1.2 Климат.....	8
2 Расчет электрических нагрузок ПС 110/35/10 «Пинеровка» .....	9
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов .....	14
3.1 Расчет трансформатора 2хТДТН–25000/110/35/10 кВ .....	15
3.2 Расчет трансформатора 2хТДТН–40000/110/35/10 кВ .....	20
4 Выбор электрической схемы понизительной подстанции.....	23
5 Расчет токов короткого замыкания .....	24
5.1 Расчет симметричных токов КЗ .....	24
5.2 Расчет несимметричных токов КЗ .....	28
6 Выбор электрических аппаратов .....	33
6.1 Выбор высоковольтных выключателей .....	33
6.2 Выбор разъединителей.....	38
6.3 Выбор трансформатора тока .....	39
6.4 Выбор трансформатора напряжения .....	46
6.5 Выбор ограничителей перенапряжения .....	47
7 Оперативный ток.....	49
8 Собственные нужды подстанции .....	50
9 Расчёт заземления подстанции.....	52
10 Молниезащита подстанции.....	56
11 Релейная защита подстанции.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	62
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	64
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	66

## ВВЕДЕНИЕ

В современном мире электричество стало для человека чем-то обыденным, трудно представить себе жизнь и деятельность человека без ее применения.

Важным аспектом является вопрос об обеспечении надежной и бесперебойной подаче электрической энергии потребителю, с целью уменьшения потерь энергии в электрических сетях, ТЭЦ и ГЭС, при помощи линий электропередач высокого напряжения, объединяют в единую энергосистему.

Одним из важнейших составляющих энергосистемы являются понизительные трансформаторные подстанции, которые предназначены для различных целей, таких как: понижение напряжения, его преобразования, передаче электроэнергии от системы к потребителям.

При работе в своем номинальном режиме, то есть когда по всем элементам сети протекают токи, значения которых не превышают допустимые значения, электроэнергия передается от источников питания к потребителям с нормально-допустимыми потерями.

От работы понизительной подстанции, зависит качество и надёжность энергоснабжения потенциально большого числа потребителей. Учитывая данный факт, к реконструкции понизительной подстанции необходимо подойти очень ответственно, учесть нюансы и особенности проводимых работ, такие как: произведение расчетов и работа с графиками электрических нагрузок; выбор типа, количество и мощности силовых трансформаторов; выбор и обоснование типовой электрической схемы подстанции; расчет токов короткого замыкания; выбор различных электрических аппаратов и проводников; обоснование основных конструктивных решений по понизительной подстанции; расчет релейной защиты; выбор оперативного тока, выбор трансформаторов собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции.

Все оборудование на подстанциях подбирается в соответствии с нормами технологического проектирования электрических станций и подстанций.

Также при проектировании подстанции, необходимо руководствоваться ПУЭ.

В представленной бакалаврской работе была проведена реконструкция электрической части понизительной подстанции «Пинеровка» 110/35/10 кВ. Целью работы являлось выявление основных проблем данной подстанции, не отвечающих современным требованиям надежности, и их решение для обеспечения надежной работы электроустановок.

# **1 Описание объекта проектирования и формулирование основной задачи**

## **1.1 Краткая физико-географическая характеристика района проектирования**

Объектом реконструкции является понизительная подстанция «Пинеровка» 110/35/10 кВ, которая располагается по адресу: Российская Федерация, Саратовская область, Балашовский район, поселок городского типа Пинеровка.

Данная подстанция была спроектирована и введена в эксплуатацию в 1982 году с целью осуществления электроснабжения Балашовского района.

Ближайшим крупным населенным пунктом является г. Балашов, расположенный в 18 км юго-западнее подстанции.

Подстанция «Пинеровка» оснащена двумя силовыми трансформаторами ТМТН-6300/110/35/10-У1.

По степени надежности электроснабжения потребителей Балашовского района относятся ко второй и третьей категории.

Подстанция «Пинеровка» 110/35/10 кВ относится к высоковольтным подстанциям системообразующей сети системы электроснабжения Балашовского района и является основным источником питания Промышленного предприятия «Балашовский сахарный комбинат», который расположен по адресу: Российская Федерация, Саратовская область, Балашовский район, поселок городского типа Пинеровка, ул. Заводская, 1.

Проведение реконструкции ПС необходимо, так как со времен введения ПС в эксплуатацию замена оборудования не проводилось.

Электротехническое оборудование, имеющее значительный износ, может стать причиной серьезных аварий и трагедий с участием персонала, а впоследствии привести к нарушению электроснабжения конечных пользователей электрической энергии.

В связи с чем, предлагается при проведении реконструкции ПС замена существующего оборудования на новое.

При проектировании данной подстанции были приняты такие конструкторские решения, как установка высокочастотного заградителя в разрыв фазного провода ЛЭП для таких целей как:

1. Предотвращения явления потерь ВЧ сигнала на подстанции
2. Блокировка ВЧ сигналов от сторонних объектов
3. Поддержания заданных параметров ВЧ сигнала линий

Установка высокочастотного заградителя производилась на специальном конденсаторе связи.

На данный момент на трансформаторной подстанции «Пинеровка» 110/35/10 кВ установлены выключатели ВМТ–110Б–25/1250 УХЛ1 на высокой стороне, на средней ВМКЭ–35А 16/1000 У1, и ВММ–10–630–10 У1 на низкой, также трансформаторы тока ТФЗМ–110Б УХЛ1 на ВС, на СС ТОЛ–35 УХЛ1 и на ТЛК–10–1 У1, трансформаторы напряжения на СС ЗОМ–1/35–72 У1, на НС ЗНОЛПМ–10.02 У1, с разъединителями РНДЗ 1–110/630 УХЛ1 на ВС, РНДЗ–35/1000 У1 на СС, РВ–10/630 У1 на низкой стороне.

Так как планируется подключение питания новых потребителей необходимо также рассмотреть загрузку силовых трансформаторов.

## **1.2 Климат**

В поселке городского типа Пинеровка, преобладает умеренно континентальный климат, которому присущи холодная зима и жаркое лето. Средняя температура января составляет  $-7,8$  °С, средняя температура июля  $+21,1$  °С. Среднегодовая скорость ветра –  $3,5$  м/с. Среднемесячная – от  $2,7$  м/с в июле и августе до  $4,1$  м/с в январе и феврале.

## 2 Расчет электрических нагрузок ПС 110/35/10 «Пинеровка»

Важным этапом реконструкции является расчет электрических нагрузок, ведь на основе полученных данных будет производиться выбор количества и мощности силовых трансформаторов. Так как к ПС 110\35\10 «Пинеровка» к 2020 году планируется подключение сразу нескольких новых потребителей, а именно: насосная станция, стадион, то выбранные, на основе расчетов, трансформаторы, будут иметь большую номинальную мощность чем установленные на данный момент.

Для расчета электрических нагрузок ПС до реконструкции используем существующие годовые графики нагрузки для потребителей, а также известную потребляемую мощность. В таблице 2.1 представлены все потребители электроэнергии, которые будут питаться от ПС «Пинеровка» после ее реконструкции.

Таблица 2.1 – Исходные данные

№п.п	Наименование потребителя	Категория надёжности	Потребляемая мощность МВт	$\cos\varphi$	Тип линии	Напряжение кВ
1	Сахарный комбинат	2	8	0,92	ВЛ	10
2	Поселок городского типа «Пинеровка»	2	5	0,94	ВЛ	10
3	Стадион	2	6	0,96	ВЛ	10
4	Насосная станция	2	18	0,92	ВЛ	35

Далее приведены упрощенные годовые графики нагрузки

потребителей:

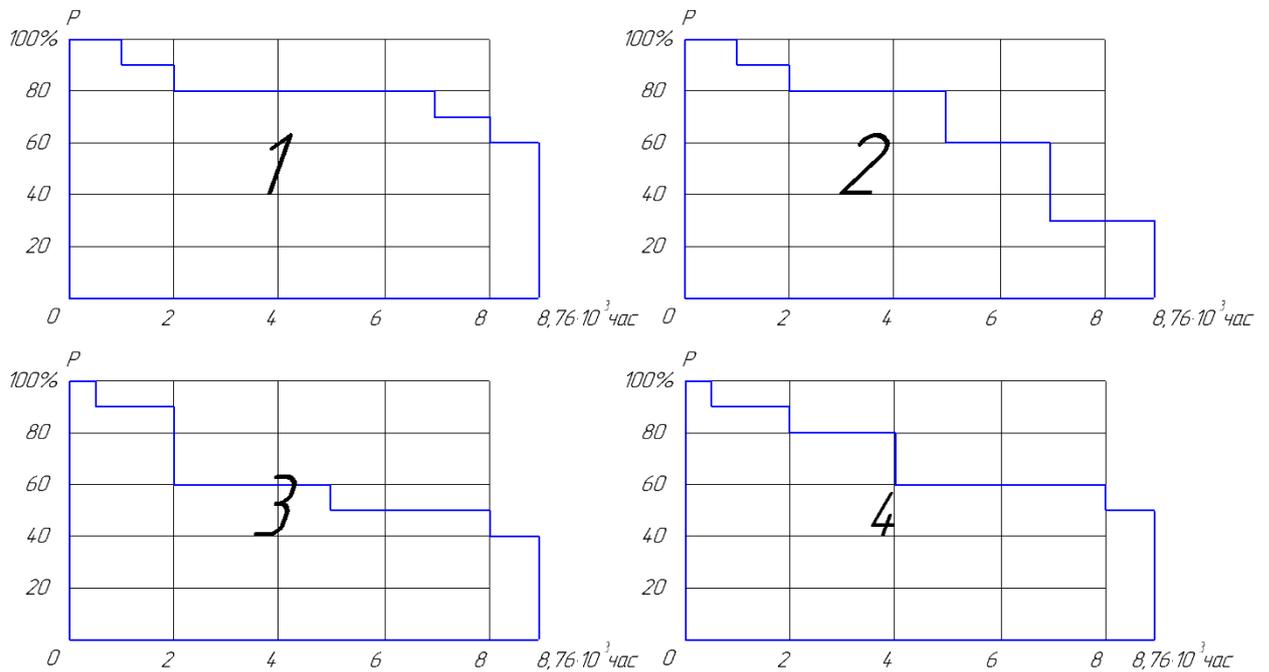


Рисунок 2.1 – Упрощенные годовые графики нагрузки для потребителей

Графики, представленные на рисунке 2.1, необходимо перевести из процентов в МВА и рассчитать максимальную мощность для отдельных потребителей.

Для осуществления перевода, на примере сахарного комбината, первым делом находят потребляемую мощность  $P$  в МВт:

$$P_{MВт} = P_{\%} \cdot \frac{P_{\%}}{100} = 100 \cdot \frac{8}{100} = 8 \text{ МВт}. \quad (2.1)$$

Далее рассчитаем полную мощность потребителя:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{8}{0,92} = 8,7 \text{ МВА}. \quad (2.2)$$

Таким же образом производится перевод для оставшихся

потребителей. Результаты занесены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Результат перевода показаний графика годовых нагрузок

Сахарный комбинат					
$P_{\%}$	100	90	80	70	60
$P_{МВТ}$	8	7,2	6,4	5,6	4,8
$S_{МВА}$	8,7	7,83	6,96	6,1	5,22
Село «Пинеровка»					
$P_{\%}$	100	90	80	60	30
$P_{МВТ}$	5	4,5	4	3	1,5
$S_{МВА}$	5,32	4,79	4,26	3,19	1,6
Стадион					
$P_{\%}$	100	90	60	50	40
$P_{МВТ}$	6	5,4	3,6	3	2,4
$S_{МВА}$	6,25	5,63	3,75	3,13	2,5
Насосная станция					
$P_{\%}$	100	90	80	60	50
$P_{МВТ}$	18	16,2	14,4	10,8	9
$S_{МВА}$	19,57	17,61	15,65	11,74	9,78

Следующим шагом будет расчет максимальной мощности подстанции:

$$S_{\max}^{ПС} = S_{сах.комб.} + S_{село} + S_{ст.} + S_{нас.ст.} = 8,7 + 5,32 + 6,25 + 19,57 = 39,84 \text{ МВА.} \quad (2.3)$$

По полученным данным построим суммарный график годовых нагрузок (Рисунок 2.2).

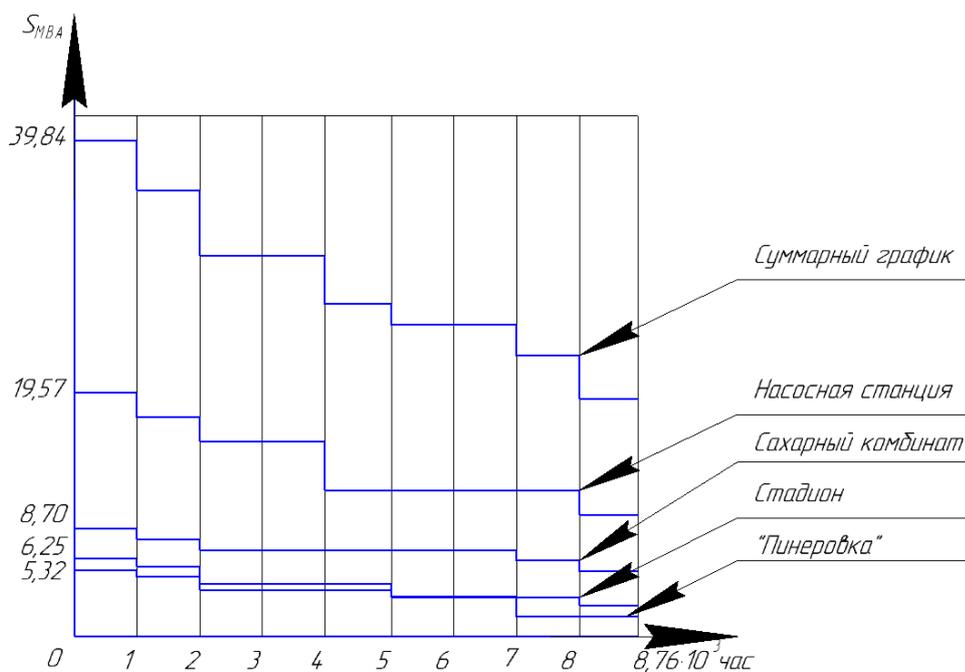


Рисунок 2.2 – Суммарный график годовых нагрузок

Далее произведем расчет потребляемой электроэнергии для отдельных потребителей по следующей формуле:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{\%} \cdot t. \tag{2.4}$$

Произведем расчет для насосной станции:

$$W_{\text{нас.ст.}} = \left( \begin{array}{l} 18 \cdot 1000 + 16,2 \cdot 1000 + 14,4 \cdot 2000 + \\ 10,8 \cdot 4000 + 9 \cdot 760 \end{array} \right) = 115200 \text{ MBт} \cdot \text{ч}.$$

Для остальных потребителей расчет произведем аналогичным образом:

$$W_{\text{сах.комб.}} = 57600 \text{ MBт} \cdot \text{ч}.$$

$$W_{\text{село}} = 30500 \text{ MBт} \cdot \text{ч}.$$

$$W_{\text{ст.}} = 33600 \text{ MBт} \cdot \text{ч}.$$

Далее рассчитаем потребляемую электроэнергию всей подстанции:

$$W_{ПС} = W_{нас.ст.} + W_{сах.комб.} + W_{цело} + W_{ст.} = 115200 + 57600 + 30500 + 33600 = 236900 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.5)$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{236900}{6+18+5+8} = 6403 \text{ ч}. \quad (2.6)$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6403}{8760} = 0,73. \quad (2.7)$$

После составления суммарного графика годовых нагрузок следующим шагом реконструкции подстанции «Пинеровка» 110/35/10 кВ, является выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

### 3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

При выборе силовых трансформаторов на понизительную подстанцию необходимо учитывать следующее:

а Рациональным является использование трехфазных трансформаторов, автотрансформаторов, или же несколько однофазных трансформаторов.

б Если один из потребителей подстанции имеет резкопеременный характер нагрузки, то целесообразно использование трансформатора с расщепленной обмоткой НН.

в Наличие встроенного устройства РПН (регулирование напряжения под нагрузкой).

г В случае наличие трех ступеней напряжения, рационально использовать трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы.

«Для двухтрансформаторной ПС, исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40%), для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора принято использовать приближенное выражение» [2]:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС}. \quad (3.1)$$

Тогда, из формулы (3.1) произведем расчет для проектируемой ПС:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС} = 0,7 \cdot 39,84 = 27,89 \text{ МВА}. \quad (3.2)$$

Далее, после расчета номинальной мощности трансформатора, произведем технико-экономического расчет трансформаторов: ТДТН 25000/110-У1 и ТДТН 40000/110-У1.

Выбор трансформаторов производился по каталогу фирмы ООО «Тольяттинский трансформатор» [3].

### 3.1 Расчет трансформатора 2хТДТН–25000/110/35/10 кВ

Таблица 3.1 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{ном.}$ МВ А	$U_{нВН.}$ кВ	$U_{нСН.}$ кВ	$U_{нНН.}$ кВ	$U_{к,ВН-СН.}$ %	$U_{к,ВН-НН.}$ %	$U_{к,СН-НН.}$ %	$\Delta P_k$ кВт	$\Delta P_x$ кВт	$i_{xx}$ %
ТДТ Н	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	130	21	0,3

Произведем расчет потерь реактивной мощности в трансформаторе по следующей формуле:

$$Q_x = \frac{i_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,3}{100} \cdot 25000 = 75 \text{ квар.} \quad (3.3)$$

Где:  $Q_x$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х., квар;

$i_{xx}(\%)$  – ток холостого тока трансформатора, %;

$S_{ном.Т}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА [2].

Далее рассчитаем приведенные потери активной мощности трансформатора при работе в режиме холостого хода по формуле (3.4):

$$P'_x = \Delta P_x + k_{III} \cdot Q_x = 21 + 0,05 \cdot 75 = 24,75 \text{ кВт.} \quad (3.4)$$

Где: «0,05 кВт/квар – является коэффициентом изменения потерь, которые зависят от удаленности потребителей от источников питания и составляет 0,02 ... 0.2 кВт/квар» [2].

Следующим шагом является расчет коэффициентов загрузки обмоток трансформатора на каждый класс напряжения:

$$k_{3.б.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{39840}{25000} = 1,59. \quad (3.5)$$

$$k_{3.с.} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{19570}{25000} = 0,78. \quad (3.6)$$

$$k_{3.н.} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{20270}{25000} = 0,81. \quad (3.7)$$

$S_B, S_C, S_H$  – это расчетные мощности нагрузки обмоток трансформатора соответствующего напряжения [2].

Далее рассчитаем потери активной мощности между обмотками трехобмоточного трансформатора:

$$P_{к.б.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 130 = 65 \text{ кВт}. \quad (3.8)$$

Где:  $P_{к.б.}, P_{к.с.}, P_{к.н.}$  – потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора в момент их полной нагрузки [2].

Рассчитаем напряжение к.з. (%) обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора по следующим формулам:

$$U_{к.б.} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}) \quad (3.9)$$

$$U_{к.с.} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}) \quad (3.10)$$

$$U_{к.н.} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}) \quad (3.11)$$

Следовательно, напряжения к.з обмоток трансформатора равны:

$$U_{к.б.} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%$$

$$U_{к.с.} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%$$

$$U_{к.н.} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

Значение напряжения к.з для обмотки среднего напряжения получилось  $U_{к.с} = -0,25\%$ , значит для этой обмотки примем следующее значение  $U_{к.с} = 0\%$ .

Произведем расчет потерь реактивной мощности к.з. обмоток трансформатора на каждый класс напряжения по формуле:

$$Q_{k.i} = \frac{U_{k.i}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} \quad (3.12)$$

По формуле (3.12) рассчитаем потери реактивной мощности к.з обмоток трансформатора:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2686 \text{ квар.}$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар.}$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1688 \text{ квар.}$$

Найдем нагрузочные потери к.з. на трансформаторе по следующим формулам:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{III} \cdot Q_{к.в} = 65 + 0,05 \cdot 2686 = 199 \text{ кВт.} \quad (3.13)$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{III} \cdot Q_{к.с} = 65 + 0,05 \cdot 0 = 65 \text{ кВт.} \quad (3.14)$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{III} \cdot Q_{к.н} = 65 + 0,05 \cdot 1688 = 149 \text{ кВт.} \quad (3.15)$$

Определим приведенные потери мощности силового трансформатора:

$$P'_T = P'_x + k_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{з.с}^2 \cdot P'_{к.с} + k_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (3.16)$$

По формуле (3.16) рассчитаем приведенные потери активной мощности:

$$P'_T = 24,75 + 1,59^2 \cdot 199 + 0,78^2 \cdot 65 + 0,81^2 \cdot 149 = 665,2 \text{ кВт}.$$

Принято, что для группы трехобмоточных трехфазных трансформаторов, или автотрансформаторов, потери электроэнергии –  $\Delta W_{ПС}$  определяются из следующей формулы:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k,ei} + \sum \Delta W_{k,ci} + \sum \Delta W_{k,ni} =$$

$$\sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P'_{k,e} \cdot k_{3,ei}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{k,c} \cdot k_{3,ci}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{k,n} \cdot k_{3,ni}^2 \cdot T_i \quad (3.17)$$

Где:  $i$  – порядковый номер ступени графика нагрузки;

$n_i$  – число трансформаторов ПС;

$T_i$  – продолжительность нахождения нагрузки на  $S_i$  ступени [2].

Таблица 3.2 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН 25000/110/35/10

$i$	$S_{Bi}$ МВА	$S_{Ci}$ МВА	$S_{Hi}$ МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ кВт·ч	$k^2_{3B}$	$k^2_{3C}$	$k^2_{3H}$	$\Delta W_{к.В}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.С}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.Н}$ кВт·ч
1	39,84	19,57	20,27	2	1000	49500	1,59	0,78	0,81	251546	19773	48879
2	35,86	17,61	18,25	2	1000	49500	1,43	0,70	0,73	203468	15925	39701
3	30,62	15,65	14,97	2	2000	99000	1,22	0,63	0,60	296192	25799	53640
4	26,71	11,74	14,97	2	1000	49500	1,07	0,47	0,60	113918	7179	26820
5	25,02	11,74	13,28	2	2000	99000	1,0	0,47	0,53	199000	14359	41854
6	22,57	11,74	11,70	2	1000	49500	0,90	0,47	0,47	80595	7179	16457
7	19	9,78	9,32	2	760	37620	0,76	0,39	0,37	43678	3757	7751
$\Sigma$						433620				118839	93971	235102
										7		

$$\Delta W_{ПС} = 1951090$$

Расчет потерь электроэнергии на каждой стороне напряжения производился по следующей формуле:

$$\Delta W_k = \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot K_3^2 \cdot T_1. \quad (3.18)$$

Произведем расчет экономической составляющей для трансформаторов ТДТН–25000/110.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии составит:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6403} + 0,9 = 0,94 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (3.19)$$

$\alpha=270$  – ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$\beta=0,9$  – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии [2].

Рассчитаем стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\text{э}} = 1951090 \cdot 0,94 = 1834925 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (3.20)$$

$$K = 24000000 \text{ руб.}$$

$K$  – это итоговые затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость силовых трансформаторов).

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 24000000 = 2256000 \text{ руб.} \quad (3.21)$$

$$I = I_0 + I_{\text{э}} = 2256000 + 1834925 = 4090925 \text{ руб.}$$

Где:  $p_{\text{сум}}$  – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонт;

$I_0$  – годовые отчисления, руб;

$I$  – годовые эксплуатационные издержки, руб.

Далее произведем расчет итоговых затрат по следующей формуле:

$$Z_{\text{пр1}} = E_n \cdot K + I = 0,15 \cdot 24000000 + 4090925 = 7690925 \text{ руб.} \quad (3.22)$$

$E_n$  – нормативный коэффициент дисконтирования.

Перейдем к технико-экономическому расчету трансформатора типа ТДТН 40000/110-У1.

### 3.2 Расчет трансформатора 2хТДТН–40000/110/35/10 кВ

Таблица 3.3 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВ А	$U_{\text{нВН}}$ , кВ	$U_{\text{нСН}}$ , кВ	$U_{\text{нНН}}$ , кВ	$U_{\text{к,ВН-СН}}$ , %	$U_{\text{к,ВН-НН}}$ , %	$U_{\text{к,СН-НН}}$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$i_{\text{хх}}$ , %
ТДТ Н	40	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	200	30	0,2 3

Все дальнейшие расчеты будут аналогичными пункту 3.1., и полученные данные будут занесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН 40000/110/35/10

$i$	$S_{Bi}$	$S_{Ci}$	$S_{Hi}$	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$	$\text{к}^2\text{эВ}$	$\text{к}^2\text{эС}$	$\text{к}^2\text{эН}$	$\Delta W_{\text{к.В}}$	$\Delta W_{\text{к.С}}$	$\Delta W_{\text{к.Н}}$
-----	----------	----------	----------	-------	-----------	-----------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------

	МВА	МВА	МВА			кВт·ч				кВт·ч	кВт·ч	кВт·ч
1	39,84	19,57	20,27	2	1000	78400	0,99	0,49	0,51	15624	12005	30562
										3		
2	35,86	17,61	18,25	2	1000	78400	0,90	0,44	0,46	12672	9680	24863
										6		
3	30,62	15,65	14,97	2	2000	156800	0,77	0,39	0,37	18676	15210	32172
										4		
4	26,71	11,74	14,97	2	1000	78400	0,67	0,29	0,37	70280	4205	16086

Продолжение таблицы 3.4

5	25,02	11,74	13,28	2	2000	156800	0,63	0,29	0,33	12344	8410	25592
										1		
6	22,57	11,74	11,70	2	1000	78400	0,56	0,29	0,29	49392	4205	10087
7	19	9,78	9,32	2	760	59584	0,48	0,25	0,23	27579	2281	4848
Σ						686784				74042	55996	14421
										5		0
$\Delta W_{\text{ПС}} = 1597415$												

Расчет потерь электроэнергии на каждой стороне напряжения производился по следующей формуле (3.18):

$$\Delta W_k = \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot K_3^2 \cdot T_1.$$

Произведем расчет экономической составляющей для трансформаторов ТДТН–40000/110.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, по формуле (3.19) составит:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6403} + 0,9 = 0,94 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Рассчитаем стоимость годовых потерь электроэнергии по формуле (3.20):

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1597415 \cdot 0,94 = 1501570 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$K = 32000000 \text{ руб.}$$

По формуле (3.21) произведем расчет:

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 32000000 = 3008000 \text{ руб.}$$

$$I = I_{\text{о}} + I_{\text{э}} = 2068000 + 1501570 = 4509570 \text{ руб.}$$

Далее произведем расчет итоговых затрат по формуле (3.22):

$$Z_{\text{пр2}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = 0,15 \cdot 32000000 + 4509570 = 9309570 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{пр1}} > Z_{\text{пр2}}$$

$$7690925 \text{ руб.} < 9309570 \text{ руб.}$$

После проведенного технико-экономического расчета трансформаторов разной номинальной мощности результаты показали, что, учитывая перспективы развития электроснабжения Балашовского района, более рационально и экономически целесообразно, а также для обеспечения большей надежности, заменить на ПС существующие трансформаторы на два трансформатора марки ТДТН–25000/110/35/10.

## 4 Выбор электрической схемы понизительной подстанции

Выбор электрической схемы подстанции осуществляется с учетом обеспечения надежности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации [3].

Реконструируемая ПС «Пинеровка», является подстанцией конечного типа 110/35/10, то есть подстанцией, которая способна получать питание от одной или нескольких радиальных ЛЭП.

Оборудование на подстанции выбиралось в соответствии с нормами технологического проектирования подстанций.

Из каталога типовых решений подстанции [4], выбираем схему распределительного устройства №110–4Н – «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии»

На рисунке 4.1 изобразим электрическую схему конечной подстанции типа 4Н.

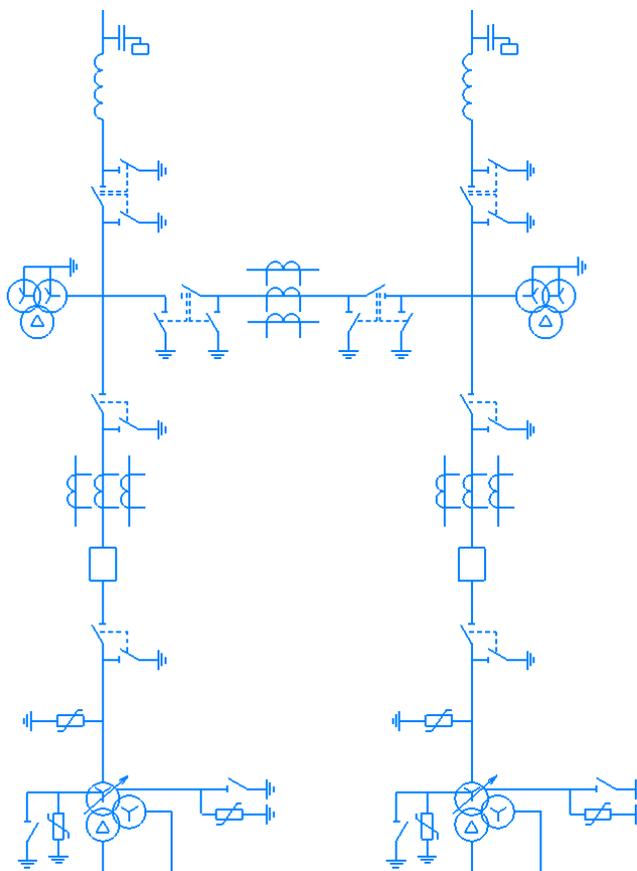


Рисунок 4.1 – Концевая схема подстанции типа 110–4Н

## 5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания является одним из важнейших пунктов при реконструкции ПС, так как по результатам расчета токов КЗ в дальнейшем проводится выбора электрических установок, оборудования, коммутационных аппаратов, релейной защиты и т. д.

Устранение коротких замыканий в сети – является основополагающей задачей при проектировании электрических сетей.

В данном пункте производились расчеты симметричных и несимметричных токов короткого замыкания, для проверки оборудования на устойчивость к различным аварийным режимам.

Значение сверхпереходной ЭДС для системы  $E''_{*b,c}=1,0$ ,  $S_b=1000$  МВА.

Расчёт будет производиться в базисных единицах [5].

### 5.1 Расчет симметричных токов КЗ

Составим расчетную схему, и схему замещения, представленных на рисунках 5.1 и 5.2 соответственно.

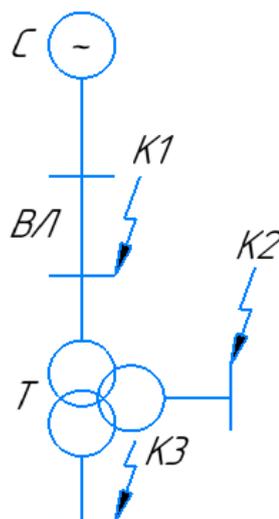


Рисунок 5.1 – Расчётная схема

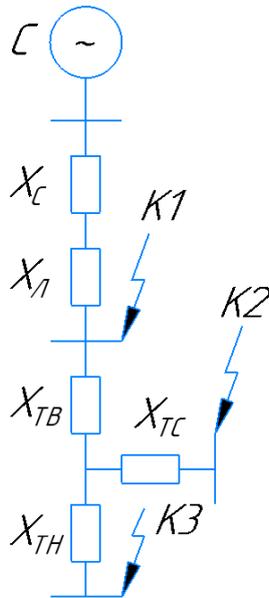


Рисунок 5.2 – Схема замещения

Для дальнейших расчетов токов КЗ первым делом необходимо определить сопротивления схемы замещения:

Для системы:

$$x_{\bar{o}.c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k} = \frac{1000}{2200} = 0,45. \quad (5.1)$$

Для высокой стороны трансформатора:

$$x_{\bar{o}.TB} = \frac{U_{kB\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.Т}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3. \quad (5.2)$$

Для средней стороны трансформатора:

$$x_{\bar{o}.TC} = \frac{U_{kC\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.Т}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0. \quad (5.3)$$

Для низкой стороны трансформатора:

$$x_{\bar{\sigma}.H} = \frac{U_{kH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.Т}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,5. \quad (5.4)$$

Для линии:

$$x_{\bar{\sigma}.Л} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp.n}^2} = 0,4 \cdot \frac{10}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,151. \quad (5.5)$$

Где:

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

Произведем расчет симметричных токов КЗ:

Определим результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{1\Sigma} = x_{\bar{\sigma}.c} + x_{\bar{\sigma}.Л} = 0,45 + 0,151 = 0,601. \quad (5.6)$$

Далее найдем базисный ток:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}. \quad (5.7)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока  
к.з.:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.б.}''}{x_{1\Sigma}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{0,601} \cdot 5,02 = 8,35 \text{ кА}. \quad (5.8)$$

Теперь рассчитаем ударный ток к.з. по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,35 \cdot 1,8 = 21,26 \text{ кА.} \quad (5.9)$$

Где:  $k_{y\delta} = 1,8$  –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Далее рассчитаем результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TC} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 0 = 4,901. \quad (5.10)$$

Найдем базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА.} \quad (5.11)$$

Рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n.o}^{(3)} = \frac{E_{\delta}''}{x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{4,901} \cdot 15,6 = 3,183 \text{ кА.} \quad (5.12)$$

Произведем расчет ударного ток к.з. в точке К2 по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,183 \cdot 1,8 = 8,103 \text{ кА.} \quad (5.13)$$

Где:  $k_{y\delta} = 1,8$  –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Теперь рассчитаем результирующее сопротивление до точки К3:

$$x_{3\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TH} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 2,5 = 7,401. \quad (5.14)$$

Далее определим базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА.} \quad (5.15)$$

Произведем расчет начального действующего значения периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.б.}''}{x_{3\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{7,401} \cdot 54,99 = 7,43 \text{ кА.} \quad (5.16)$$

Найдем ударный ток к.з. в точке КЗ по следующей формуле:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 7,43 \cdot 1,8 = 18,914 \text{ кА.} \quad (5.17)$$

Где:  $k_{y\sigma} = 1,8$  –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Далее перейдем к расчету несимметричных токов КЗ.

## 5.2 Расчет несимметричных токов КЗ

Первым делом составим схему замещения прямой, обратной, а также нулевой последовательности чтобы произвести расчет несимметричных токов КЗ.

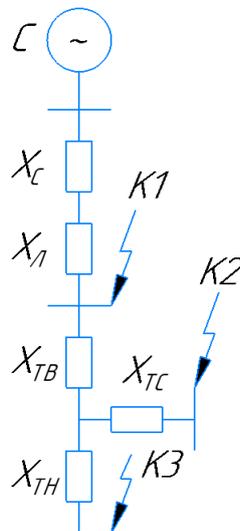


Рисунок 5.3 – Схема замещения прямой, обратной последовательности

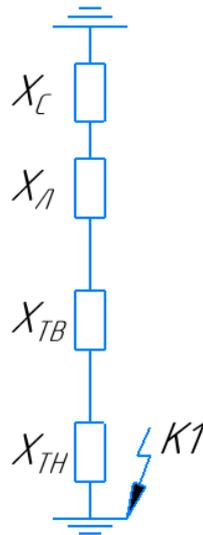


Рисунок 5.4 – Схема замещения нулевой последовательности

Найдем результирующее сопротивление до точки К1 в схеме замещения прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\bar{c}} + x_{\bar{l}} = 0,45 + 0,151 = 0,601. \quad (5.18)$$

Далее найдем сопротивление нулевой последовательности по следующей формуле:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{\bar{c}} + x_{\bar{l}}) \cdot (x_{\bar{TB}} + \frac{x_{\bar{TC}} \cdot x_{\bar{TH}}}{x_{\bar{TC}} + x_{\bar{TH}}})}{(x_{\bar{c}} + x_{\bar{l}}) + (x_{\bar{TB}} + \frac{x_{\bar{TC}} \cdot x_{\bar{TH}}}{x_{\bar{TC}} + x_{\bar{TH}}})}. \quad (5.19)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,45 + 0,151) \cdot (4,3 + \frac{0 \cdot 2,5}{0 + 2,5})}{(0,45 + 0,151) + (4,3 + \frac{0 \cdot 2,5}{0 + 2,5})} = 0,527.$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ по следующей формуле:

$$I_{n.o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\delta}. \quad (5.20)$$

Где:  $m$  – это коэффициент, зависящий от вида происходящего КЗ, значение которого нормируется по таблице 4.4 [2].

По формуле (5.20) рассчитаем значение тока однофазного КЗ:

$$I_{n.o}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,601 + 0,601 + 0,527} \cdot 5,02 = 8,71 \text{ кА}.$$

Найдем ток двухфазного тока КЗ:

$$I_{n.o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}. \quad (5.21)$$

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,601 + 0,601} \cdot 5,02 = 7,23 \text{ кА}.$$

Далее необходимо рассчитать значение тока двухфазного КЗ на землю по выражению:

$$I_{n.o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_{\delta}. \quad (5.22)$$

$$I_{n.o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,601 + \frac{0,601 \cdot 0,527}{0,601 + 0,527}} \cdot 5,02 = 7,67 \text{ кА}.$$

Приступаем к расчету ударных токов КЗ по формуле (5.9):

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,71 \cdot 1,8 = 22,17 \text{ кА}.$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,23 \cdot 1,8 = 18,4 \text{ кА.}$$

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1,1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,67 \cdot 1,8 = 19,525 \text{ кА.}$$

Найдем результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TC} = 0,45 + 0,151 + 4,3 = 4,901. \quad (5.23)$$

Далее из формулы (5.21) найдем значение тока двухфазного КЗ:

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{4,901 + 4,901} \cdot 15,6 = 1,592 \text{ кА.}$$

Из формулы (5.9) определим ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,592 \cdot 1,92 = 4,32 \text{ кА.}$$

Где  $k_{y\delta} = 1,92$  –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Низкая сторона напряжения трансформатора ТДТН 25000-У1 соединена согласно схеме треугольник. Это означает, что токов нулевой последовательности на стороне низкого напряжения не будет. В таком случае токи при однофазном КЗ будут достаточно малы, чтобы не брать их в расчет. Следовательно, для точки КЗ расчет будет производиться только для двухфазного короткого замыкания.

Рассчитаем результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TH} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 2,5 = 7,401. \quad (5.24)$$

Следуя формуле (5.21) определим значение тока двухфазного КЗ:

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{7,401 + 7,401} \cdot 54,99 = 3,72 \text{ кА.}$$

Далее из формулы (5.9) рассчитаем ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,72 \cdot 1,92 = 10,09 \text{ кА.}$$

По полученным значениям токов КЗ в различных точках электрической сети, можно выполнить выбор оборудования и аппаратов на подстанцию «Пинеровка» 110/35/10.

## **6 Выбор электрических аппаратов**

Выбор оборудования начинается с выбора схемы соединения установок на ПС, следующим шагом является расчет номинальных токов, проверка оборудования по токам КЗ. Расчетные величины сравниваются с соответствующими параметрами электроустановок по данным взятым из каталога. Осуществляя выбор электрических аппаратов необходимо учитывать тип их установки (внутренняя или наружная), тип окружающей среды, габаритные размеры, вес, цена установки и удобство его размещения. [2,4].

При выборе и установке оборудования на 6–10 кВ, параллельно должен производиться выбор типа КРУ.

Для дальнейших расчетов была выбрана ячейка КРУ СЭЩ 70-10 кВ завода производителя «Электрощит» из города Самара. [4].

### **6.1 Выбор высоковольтных выключателей**

Важнейшим коммутационным аппаратом на подстанции является силовой выключатель, так как именно за счет него производится включение и отключение участков электрической сети, находящихся под током нагрузки, в случае возникновения токов короткого замыканий, и прочих аварийных режимов.

На данный момент на подстанции, на стороне 110 кВ, установлены масляные выключатели типа ВМТ–110Б–25/1250 УХЛ1, которые не менялись со времен введения подстанции в эксплуатацию в 1982 году.

К установке на подстанции должны приниматься элегазовые или вакуумные выключатели. На основании этого утверждения произведем выбор оборудования.

#### **Выбор выключателя на стороне 110 кВ:**

«Определим расчетные токи продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,72 \text{ А.} \quad (6.1)$$

Где: 1,4 – условие 40% перегрузки сети.

Рассчитаем термическую стойкость при КЗ:

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(1)2} \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в.}} + T_a. \quad (6.2)$$

$$B_k = 8,71^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,12) = 14,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:  $t_{\text{откл.}}$  – время полного отключения тока КЗ;

$t_{\text{р.з.}}$  – время для срабатывания релейной защиты» [3].

Далее найдем максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,04 = 0,05. \quad (6.3)$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока к.з. определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,71 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 8,12 \text{ кА.} \quad (6.4)$$

Произведем сравнение выключателей вакуумного и элегазового типа:

Таблица 6.1 – Сравнение выключателей

Параметр выключателя	ВБО-110-31,5/2000	ВГТ-110-40/2000
Номинальное напряжение, кВ	110	110

Продолжение таблицы 6.1

Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2000	2000
Номинальный ток отключения, кА	31,5	40
Цена, руб.	2900000	1505940

Далее, по технико-экономическим соображениям, основываясь на полученных данных и таблице 6.1, выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-СЭЩ 110, для стороны высокого напряжения [6].

С целью упрощения и уменьшения объема ВКР, проверка выключателя ВГТ-СЭЩ 110 сведена в таблицу А.1, приложения А.

Выключатель типа ВГТ-СЭЩ 110 был проверен на соответствие между данными из каталога и рассчитанными параметрами. Все условия надежности были удовлетворены, следовательно, данный выключатель подходит для установки на стороне 110 кВ.

### **Выбор выключателя на стороне 35 кВ:**

«Определим расчетные токи продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки по формуле (6.1):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 546,14 \text{ А.}$$

Где:

1,4 – условие 40% перегрузки сети.

Рассчитаем термическую стойкость при КЗ по формуле (6.2):

$$B_k = I_{n.o}^{(2)2} \cdot t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a \cdot$$

$$B_k = 1,592^2 \cdot (0,01 + 0,090 + 0,14) = 0,836 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:  $t_{откл.}$  – время полного отключения тока КЗ;

$t_{p.z.}$  – время для срабатывания релейной защиты» [3].

Далее найдем максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ по формуле (6.3):

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,08 = 0,09.$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока к.з. определяется по формуле (6.4):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,592 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,14}} = 1,184 \text{ кА.}$$

Далее, по полученным выше значениям, выбираем элегазовый выключатель типа ВВН-СЭЩ-35 кВ, для стороны среднего напряжения [6].

С целью упрощения и уменьшения объема ВКР, проверка выключателя ВВН-СЭЩ 35 сведена в таблицу А.2, приложения А.

Выключатель типа ВВН-СЭЩ 35 был подвержен проверке на соответствие между данными из каталога и рассчитанными параметрами. Все условия надежности были удовлетворены, следовательно, данный выключатель подходит для установки на стороне 35 кВ.

### **Выбор выключателя на стороне 10 кВ:**

На стороне 6 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10 [4]. В состав данного КРУ входят выключатели

ВВУ-10, ВВМ – 10, ВВЕ - 10. Произведем проверку выключателя ВВУ-СЭЩ-10-20/1600 установленного в ячейку КРУ.

«Определим расчетные токи продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки по формуле (6.1):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 1374,64 \text{ А.}$$

Где:

1,4 – условие 40% перегрузки сети.

Рассчитаем термическую стойкость при КЗ по формуле (6.2):

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(2)2} \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в.}} + T_a \cdot$$
$$B_k = 3,72^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,014) = 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:

$t_{\text{откл.}}$  – время полного отключения тока КЗ;

$t_{\text{р.з.}}$  – время для срабатывания релейной защиты» [3].

Далее найдем максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ по формуле (6.3):

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,015 = 0,025.$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока к.з. определяется по формуле (6.4):

$$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,72 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,014}} = 0,882 \text{ кА.}$$

С целью упрощения и уменьшения объема ВКР, проверка выключателя ВВУ-СЭЩ 10 сведена в таблицу А.3, приложения А.

Выключатель типа ВВУ-СЭЩ 10 был подвержен проверке на соответствие между данными из каталога и рассчитанными параметрами. Все условия надежности были удовлетворены, следовательно, данный выключатель подходит для установки в заданную цепь на стороне 10 кВ.

## 6.2 Выбор разъединителей

«Выбор разъединителей осуществляется по следующим параметрам:

а номинальному напряжению –  $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$ ;

б номинальному току –  $I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$ ;

в электродинамической стойкости –  $I_{н,о} \leq I_{пр.с}, i_{уд.} \leq i_{пр.с}$ ;

г термической стойкости –  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ , если  $t_{откл} < t_T$ , то  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$ ;

д конструкции, роду установки» [3].

### Выбор разъединителя на стороне 110 кВ:

На стороне 110 кВ по, рассчитанным параметрам, выберем из каталога [7] разъединитель наружной останки с заземляющим ножом типа РГП-СЭЩ–1–110/1250. Выполним его проверку (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Выполнение проверки разъединителя РГП-СЭЩ–1–110/1250

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{ном. сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{н.с} \leq U_n$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл.} = 175,72 \text{ А}$	$I_{н.д} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{н,о}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$	$I_{н,о}^{(1,1)} \leq I_{пр,с}$	$I_{пр,с} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд}^{(1)} = 22,17 \text{ кА}$	$i_{уд}^{(1,1)} \leq i_{пр,с}$	$i_{пр,с} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 14,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка разъединителя РГП-СЭЩ-110 показала, что он подходит по всем необходимым требованиям для установки на подстанции «Пинеровка».

### Выбор разъединителя на стороне 35 кВ:

На стороне 110 кВ по, рассчитанным параметрам, выберем из каталога [7] разъединитель наружной остановки с заземляющим ножом типа РГП-СЭЩ-1-35/1000. Выполним его проверку (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Выполнение проверки разъединителя РГП-СЭЩ-1-35/1000

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{н}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном. дл.}} = 546,14 \text{ А}$	$I_{\text{н.д}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н.о}}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^{(1,1)} \leq I_{\text{пр,с}}$	$I_{\text{пр,с}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(1)} = 22,17 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}^{(1,1)} \leq i_{\text{пр,с}}$	$i_{\text{пр,с}} = 63 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 14,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 25^2 \cdot 0,2 = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка разъединителя РГП-СЭЩ-1-35/1000 показала, что он подходит по всем необходимым требованиям для установки на подстанции «Пинеровка».

### 6.3 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока на подстанции необходимы для преобразования первичного тока, протекающего в сети, до значений безопасных для измерения.

Также трансформаторы тока позволяют отделить низковольтное оборудование подстанции, такие как реле, приборы учета, которые подключаются ко вторичной обмотке ТТ, от первичного напряжения ПС.

Выбор трансформаторов тока будет осуществляться, следуя необходимым указаниям «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [8].

### Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ:

Определим расчетные токи по следующему выражению:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.} \quad (6.5)$$

«Определим термическую стойкость при КЗ:

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(1)2} \cdot t_{\text{р.з.}} + t_T + T_a. \quad (6.6)$$

$$B_k = 8,71^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,05) = 232,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:  $t_T$  – время протекания тока термической стойкости трансформатора;

$t_{\text{р.з.}}$  – время для срабатывания релейной защиты

$T_a$  – среднее значение» [3].

По данным полученных расчетным путем, по каталогу [9] выберем трансформатор тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 (трансформатор тока одновитковый элегазовый с фарфоровой изоляцией).

Ведомость проверки трансформатора тока, на соответствие расчетным данным, сведена в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Проверка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 125,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 22,17 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 232,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 64^2 \cdot 3 = 12288 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По таблице 6.4 можно сделать вывод, что трансформатор тока типа

ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 соответствует расчетным данным и подходит для установки на подстанцию.

Таблица 6.5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5

Прибор	Тип	Нагрузка ВА на фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
		0,6	0,6	0,6
ИТОГО		0,6	0,6	0,6

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке сети:

«Рассчитаем сопротивление приборов по следующей формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом} \quad (6.7)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,024 = 1,076 \text{ Ом}. \quad (6.8)$$

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

$I_2$  – вторичный ток трансформатора тока, А.

$R_k$  – сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки» [3].

Согласно [3] длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 40 м. Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников по следующей формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,076} = 0,651 \text{ мм}^2. \quad (6.9)$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм<sup>2</sup> (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

### Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ:

Определим расчетные токи по следующему выражению (6.5):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390,1 \text{ А.}$$

«Определим термическую стойкость при КЗ по выражению (6.6):

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(2)2} \cdot t_{\text{р.з.}} + t_T + T_a.$$

$$B_k = 1,592^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,14) = 7,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Где:  $t_T$  – время протекания тока термической стойкости трансформатора;

$t_{\text{р.з.}}$  – время для срабатывания релейной защиты

$T_a$  – среднее значение» [3].

По данным полученных расчетным путем, по каталогу [6] выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-600/5 (трансформатор тока опорный с литой изоляцией).

Ведомость проверки трансформатора тока, на соответствие расчетным данным, сведена в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-600/5

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 390,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 4,32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 7,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По таблице 6.6 можно сделать вывод, что трансформатор тока типа

ТОЛ-СЭЩ–35–600/5 соответствует расчетным данным и подходит для установки на подстанцию.

С целью упрощения и уменьшения объема ВКР, вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35 сведена в таблицу А.4, приложения А.

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке сети:

«Рассчитаем сопротивление приборов по следующим формулам (6.7. – 6.8.):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом.}$$

Согласно [3] длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 40 м. Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников по формуле (6.9):

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,016} = 0,69 \text{ мм}^2.$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм<sup>2</sup> (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

### **Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ:**

Определим расчетные токи по следующему выражению (6.5):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ А.}$$

«Определим термическую стойкость при КЗ по выражению (6.6):

$$B_k = I_{n.o}^{(2)2} \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a.$$

$$B_k = 3,72^2 \cdot (0,01 + 1 + 0,14) = 15,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Где:  $t_T$  – время протекания тока термической стойкости трансформатора;

$t_{p.z.}$  – время для срабатывания релейной защиты

$T_a$  – среднее значение» [3].

По данным полученных расчетным путем, по каталогу [6] выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5 У2. (трансформатор тока опорный с литой изоляцией).

Ведомость проверки трансформатора тока, на соответствие расчетным данным, сведена в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1375 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 10,09 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 15,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По таблице 6.7 можно сделать вывод, что трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5 соответствует расчетным данным и подходит для установки на подстанцию.

С целью упрощения и уменьшения объема ВКР, вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10 сведена в таблицу А.5, приложения А.

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке сети:

«Рассчитаем сопротивление приборов по следующим формулам (6.7. – 6.8.):

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом}$$

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_k - R_{приб} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом.}$$

Согласно [3] длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 40 м. Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников по формуле (6.9):

$$S = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,016} = 0,69 \text{ мм}^2.$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм<sup>2</sup> (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

#### 6.4 Выбор трансформатора напряжения

Выбор трансформаторов напряжения для стороны высокой напряжения 110 кВ считается нецелесообразной, т.к. данная сторона контролируется подстанцией, от которой происходит питание ПС «Пинеровка».

На сторону 35 кВ, по каталогу [6], выберем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1., рассчитаем вторичную нагрузку ТН:

Таблица 6.8 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Ваттметр	СР 3020-5	1	5
Варметр	СР 3020-5	1	5

Продолжение таблицы 6.8

Счетчик активной энергии	Меркурий	5	25
Счетчик реактивной энергии	236 ART-02		
Итого	-	-	35

Так как в комплект оборудования КРУ-СЭЩ-70-10 входит трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 [6] то выбираем и выполняем его проверку. Далее к этому трансформатору напряжения будут присоединены измерительные приборы (вольтметры, ваттметры и. т. д.). Рассчитаем вторичную нагрузку данного ТН:

Таблица 6.9 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ЗНОЛ-СЭЩ-10

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Вольтметр	СВ 3020-100	1	5
Вольтметр (на каждую фазу)	СВ 3021-100	1	7,5
Ваттметр	СР 3020-5	1	5
Варметр	СР 3020-51	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236 ART-02	5	25
Итого	-	-	47,5

### 6.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения являются самым распространенным видом защиты как от внешних, так и от внутренних перенапряжений на подстанции. Именно ограничители напряжения, а также разрядники, используются при составлении быстродействующих схем защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений электрических аппаратов.

«Для напряжения 110 кВ:

– ОПН–РК–110/126–10–760–УХЛ1;

Для напряжения 35 кВ:

– ОПН–РК–35/40,5–10–760–УХЛ1;

Для напряжения 10 кВ:

– ОПН–РВ–10/12,6–5–250–УХЛ1» [10].

## **7    Оперативный ток**

Оперативным током называется ток питания электрических аппаратов, таких как: выключатели, сигнализация, автоматика и прочее оборудование. Питание оперативных цепей подстанций, как правило, осуществляется переменным или постоянным током [3].

По нормам технологического проектирования и стандартам организации ПАО «Россети», применение переменного и выпрямленного тока на подстанциях не рекомендуется [16], так что выбор происходит в пользу постоянного тока.

Источники оперативного тока должны всегда быть исправными, в рабочем состоянии вне зависимости от вида и характера аварийной ситуации.

При возникновении коротких замыканий может произойти падение напряжения на шинах подстанции, подобные случаи должны быть предусмотрены источниками оперативного тока.

Как правило установки постоянного тока состоят из аккумуляторных батарей, срок службы которых должен быть не менее 20 лет, зарядно-подзарядных агрегатов и оперативных цепей, защиты, сигнализации, управления, освещения. Сами аккумуляторные батареи работают в режиме безостановочного подзаряда.

Известно, что оперативные цепи постоянного тока имеют сильные разветвления, а потому на каждой линии устанавливается секционный выключатель для гарантированного обеспечения защиты.

## 8 Собственные нужды подстанции

На подстанциях определенная доля электроэнергии уходит на собственные нужды (СН), такие как: оперативные цепи, электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, подогрев выключателей и приводов, шкафов КРУ и КРУН, зарядно-подзарядные устройства, вентиляция, отопление, освещение и т.д.

На подстанциях питание оборудования СН производится с помощью специальных маломощных трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Так как данная ПС двух трансформаторная, то применяется 2 трансформатора СН. Трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам РУ 10 кВ через выключатели. [3].

Чтобы осуществить выбор трансформатора собственных нужд важно произвести расчет мощности потребителей собственных нужд. Список потребителей и их характеристики сведены в таблицу 9.1.

Таблица 8.1 – Расчет мощности потребителей собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт
Охлаждение силового трансформатора	6
Подогрев выключателей и приводов	5
Отопление и освещение КРУН	18
Подогрев разъединителей	6,4
Подогрев релейного шкафа	2
Освещение ОРУ 110	6
Вентиляция	10
Зарядно–подзарядная аппаратура	40
Маслохозяйство	60
Всего с учетом коэффициента загрузки $K_3 = 0,7$	107,4

Далее рассчитаем полную мощность необходимых собственных нужд подстанции:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = \frac{153,4}{0,9} = 170,48 \text{ кВА.} \quad (8.1)$$

Далее производим выбор двух трансформаторов собственных нужд, с коэффициентом загрузки не более 0,7. Произведем расчет полной мощности на один ТСН:

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 170,48 \cdot 0,7 = 119,3 \text{ кВА.} \quad (8.2)$$

По проведенным расчетам выбираем 2 трансформатора собственных нужд 2хТМГ 160/10/0,4 кВ.

## 9 Расчёт заземления подстанции

«В установках 110 кВ и выше, расчет заземляющих устройств производится по допустимому сопротивлению заземления  $R_z = 0,5 \text{ Ом}$ , что ведет к большому расходу проводников. Из опыта эксплуатации РУ 110 кВ и выше можно перейти расчету заземляющих устройств по предельно допустимому напряжению прикосновения  $U_{пр.дон.}$ , а не по величине  $R_z$ » [3].

На подстанции «Пинеровка» 110/35/10 в грунт заложен супесок, сопротивление которого имеет следующее значение  $\rho_{гр} = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Балашовский район относится ко второй (II) климатической зоне. Размеры подстанции 30х60 м, площадь подстанции составит  $S = 1800 \text{ м}^2$ , а глубину, на которую будут закладываться электроды, возьмем следующую  $t = 0,5 \text{ м}$ .

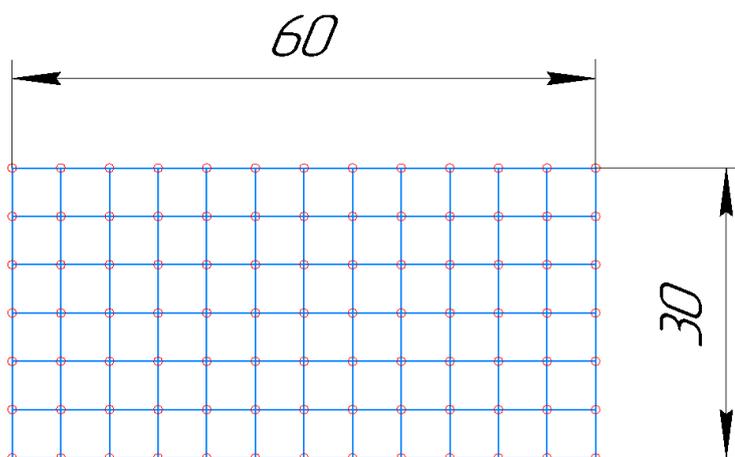


Рисунок 9.1 – План заземления

Произведем расчет допустимого напряжения прикосновения по [3, с. 98].

Т.к.  $\tau = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,1 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$ , то  $U_{пр.дон} = 500 \text{ В}$ .

Где:  $\tau$  – длительность воздействия;

$t_{р.з}$  – время срабатывания релейной защиты;

$t_{о.в}$  – время полного отключения выключателя.

Далее рассчитаем напряжение на заземляемом устройстве по следующей формуле:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,122} = 4098 \text{ В.} \quad (9.1)$$

Где: « $k_{II}$  – коэффициент напряжения прикосновения» [3].

Коэффициент напряжения прикосновения рассчитаем по следующей формуле для сложных заземлителей:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\frac{l_B L_{\Gamma}}{a\sqrt{S}}} = \frac{0,5 \cdot 0,9}{\frac{5 \cdot 810}{5 \cdot \sqrt{1800}}} = 0,122. \quad (9.2)$$

Где: « $M$  – параметр, зависящий от соотношения  $\rho_1 / \rho_2$ ;

$\beta$  – коэффициент сопротивления человека» [3].

Коэффициент  $\beta$  рассчитаем по следующей формуле:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 90} = 0,9. \quad (9.3)$$

При расчете принималось, что:  $R_q = 1000 \text{ Ом}$ , а удельное поверхностное сопротивление грунта  $\rho_{s.c} = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Т.к. напряжения на заземляемом устройстве получилось меньше 10 кВ, то рассчитаем сопротивление заземлителя по следующей формуле:

$$R_{з.дон} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{4098}{8710} = 0,47 \text{ Ом.} \quad (9.4)$$

Где:  $I_3$  – ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.

«Рассчитаем общее сопротивление сложного заземлителя, Ом» [3]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B}. \quad (9.5)$$

Рассчитаем количество ячеек по контуру заземления:

$$m = \frac{L_\Gamma}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{810}{2 \cdot \sqrt{1800}} - 1 = 8,5. \quad (9.6)$$

Округлим количество ячеек до  $m=9$ .

Рассчитаем длину полос в расчетной модели:

$$L'_\Gamma = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1800} \cdot (9 + 1) = 850 \text{ м}. \quad (9.7)$$

Определим расчетную длину сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1800}}{9} = 4,71 \text{ м}. \quad (9.8)$$

«Наиболее рациональное использование вертикальных электродов достигается при их размещении по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей при их расположении по периметру:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{1800} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 33,9. \quad (9.9)$$

Принимаем, что  $n_B=34$ » [3].

Рассчитаем общую длину вертикальных заземляющих устройств:

$$L_{B\Sigma} = l_e n_e = 5 \cdot 34 = 170 \text{ м.} \quad (9.10)$$

«Рассчитаем относительную глубину вертикальных электродов для погружения» [3]:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1800}} = 0,129 > 0,1. \quad (9.11)$$

Значит:

$$A = (H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}) = 0,129 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1800}} = 0,097. \quad (9.12)$$

Далее, по формуле (9.5), произведем расчет сопротивления общего сложного заземляющего устройства:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0,097 \cdot \frac{90}{\sqrt{1800}} + \frac{90}{810 + 170} = 0,215 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления получилось меньше, чем  $R_{3,\text{дон}}$ , что позволяет перейти к расчету напряжения прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{II}} I_3 R_3 = 0,122 \cdot 8710 \cdot 0,215 = 228,46 \text{ В.} \quad (9.13)$$

Рассчитанное значение напряжения получилось меньше предельно допустимого значения  $U_{\text{пр,дон}} = 500 \text{ В}$ , из чего следует, что данный план заземления подстанции обеспечит необходимую безопасность обслуживающего персонала и будет принят к монтажу на ПС «Пинеровка» 110/35/10.

## 10 Молниезащита подстанции

Важным аспектом исправного функционирования энергетических установок является обеспечение надежной защиты от грозовых явлений.

Молниезащита предназначена для защиты зданий, объектов и аппаратуры главных понизительных трансформаторных подстанций от прямых ударов молнии. Молниезащита осуществляется посредством молниеотводов, а также проводников, соединяющих молниеотвод и землю через заземлители.

«Надежность защиты будем считать равной 0,99, тогда принимаем» [3, с. 103]:

$$h_0 = 0,8 \cdot h. \quad (10.1)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h. \quad (10.2)$$

На трансформаторных порталах установлены электроды на высоте  $h_1 = h_2 = 15$  м, высоту защищаемых объектов примем  $h_x = 6$  м, тогда по формулам (10.1 – 10.2):

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ м.}$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ м.}$$

Далее рассчитаем защищаемый радиус молниезащиты:

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0} = \frac{12 \cdot 12 - 6}{12} = 11,5 \text{ м.} \quad (10.3)$$

Где:

« $h_0$  – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

$h_x$  – высота защищаемого объекта, м;

$r_0, r_x$  – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м.» [3].

Молниезащиту подстанции произведем с помощью отдельно стоящих молниеотводов СМ-15 высотой 15 м.

Защищаемый радиус, для открытых распределительных устройств на 110-35 кВ, при высоте защищаемого оборудования 6 м, составит  $r_0 = 12$  м,  $r_x = 11,5$  м, так что к установке примем 8 молниеотводов по периметру.

## 11 Релейная защита подстанции

В процессе эксплуатации подстанции, по различным обстоятельствам, возможно возникновение короткого замыкания. Устойчивое КЗ негативно сказывается на любом электрическом аппарате подстанции и уничтожает изоляцию токоведущих частей.

Для обеспечения надежной работы электрооборудования, а также оперативном отключении участка, на котором возникло КЗ, используется комплекс релейной защиты.

Релейная защита – это совокупность устройств, задача которых состоит в автоматическом выявлении повреждений или ненормальных режимов работы системы электроснабжения и автоматического их устранения.

Дифференциальная защита является распространенным видом релейной защиты, достоинством которой является абсолютная селективность и срабатывание без выдержки времени.

Принцип действия дифференциальной защиты основан на сравнении токов, протекающих на защищаемом участке. Для измерения и сравнения протекающих токов используются, как правило, трансформаторы тока, в нашем случае для стороны 110 кВ были выбраны трансформаторы тока типа ТОГФ–110–300/5, для стороны 35 кВ ТОЛ-СЭЩ–35–600/5, для стороны 10 кВ ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5. Все дальнейшие расчеты произведем, следуя методическим указаниям из источника [11].

Рассчитаем первичное значение тока на каждой стороне напряжения по следующим формулам:

$$I_{пер.ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.} \quad (11.1)$$

$$I_{пер.ном.СН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390 \text{ А.} \quad (11.2)$$

$$I_{пер.ном.НН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,6 \text{ А.} \quad (11.3)$$

Далее произведем расчет вторичного значения тока на каждой стороне напряжения по следующим формулам:

$$I_{втор.ном.ВН} = \frac{I_{пер.ном.ВН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{125,5 \cdot 1}{60} = 2,09 \text{ А.} \quad (11.4)$$

$$I_{втор.ном.СН} = \frac{I_{пер.ном.СН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{390 \cdot 1}{120} = 3,25 \text{ А.} \quad (11.5)$$

$$I_{втор.ном.НН} = \frac{I_{пер.ном.НН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{1374,6 \cdot \sqrt{3}}{300} = 7,9 \text{ А.} \quad (11.6)$$

Полученные значения вторичных токов  $I_{втор.ном.}$  далее будут приниматься в качестве базисных величин, и будут задаваться при помощи соответствующих уставок:  $I_{баз.ВН}$ ,  $I_{баз.СН}$ ,  $I_{баз.НН}$ .

«Далее базисные токи, рассчитанные выше, должны попасть в допустимый диапазон выравнивания, который задается номинальным током входа устройства. Базисные токи при вторичном токе 5 А должны входить в диапазон 1,01 – 10,00 А.» [12].

Все рассчитанные вторичные токи, по своим значениям, вошли в необходимый диапазон, а значит условие выполняется.

Рассчитаем ток небаланса, который возникает из-за прохождения сквозного тока, по следующей формуле:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб} \cdot I_{сквоз} \quad (11.7)$$

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{сквоз} = 0,52 \cdot I_{сквоз}.$$

Для дальнейших расчетов отношение  $I_{d1}/I_{баз}$ , примем равным 0,3.

Рассчитаем значение коэффициента снижения тормозного тока по следующей формуле:

$$K_{CH.T} = \sqrt{1 - K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77 \quad (11.8)$$

Рассчитаем коэффициент торможения:

$$K_{торм} = \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}}{K_{сн.т}} \cdot 100\%. \quad (11.9)$$

$$K_{торм} = \frac{0,52}{0,77} \cdot 100\% = 67,5\%.$$

Полученные значения уставок коэффициента торможения подлежат округлению до целого числа и находиться в диапазоне от 10 до 100% [12].

Коэффициент торможения будем считать равным 68 %.

Произведем расчет первой точки излома и осуществим выбор второй:

$$\frac{I_{T1}}{I_H} = \frac{I_{д1} / I_H}{K_{торм}} \cdot 100 = \frac{0,3}{68} \cdot 100 = 0,44. \quad (11.10)$$

Для второй точки излома рекомендуется значение в диапазоне от 1 до 2, поэтому примем уставку равной  $I_{m2}/I_{баз} = 1,5$ .

Далее выберем уставку по блокировки второй гармоникм  $I_{d2}/I_{d21}$ , значение которой рекомендуется принимать 15%. Таким образом величину отношения  $I_{d2}/I_{d21}$  примем 0,15.

Произведем расчет тока небаланса возникающего при внешнем КЗ:

$$I_{неб} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{торм} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}) \cdot I_{кз.внеш}. \quad (11.11)$$

$$I_{нб} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 8,35 = 4,34.$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты должен быть не меньше 2.

$$I_{кз.вн. \max BH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. BH}} = \frac{8350}{125,5} = 66,53 \text{ A.} \quad (11.12)$$

$$I_{кз.вн. \max CH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. CH}} = \frac{3183}{390} = 8,16 \text{ A.} \quad (11.13)$$

$$I_{кз.вн. \max HH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. HH}} = \frac{7430}{1374,6} = 5,4 \text{ A.} \quad (11.14)$$

Определим отношение тока дифференциального и номинального:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн. \max} \quad (11.15)$$

Где:  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки;

На стороне 35 кВ:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн. \max} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,1 = 6,8. \quad (11.16)$$

На стороне 10 кВ:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн. \max} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,4 = 4,54. \quad (11.17)$$

Учитывая расчеты, выбираем уставку дифотсечки  $I_{диф}/I_H = 7$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы, была реконструирована главная понизительная трансформаторная подстанция «Пинеровка» 110/35/10 концевого типа.

В связи с подключением новых потребителей, были рассчитаны ожидаемые электрические нагрузки подстанции, на которое должно быть рассчитано оборудование. Далее были рассмотрены два трансформатора типа ТДТН 40 МВА и ТДТН 25 МВА. Технико-экономический расчет показал, что трансформатор типа ТДТН 25000/110/35/10 более выгодный вариант для данной подстанции, потому что 2 трансформатора данного типа, подлежали установке.

Для подстанции была выбрана типовая схема 110 – 4Н, по которой также были рассчитаны токи короткого замыкания, для дальнейшего выбора и проверки оборудования.

Было выбрано оборудование для высокой стороны напряжения 110 кВ: выключатели типа ВГТ-СЭЩ 110, разъединители марки РГП-СЭЩ-1-110/1250, РГП-СЭЩ-2-110/1250, трансформаторы тока модели ТОГФ-110-300/5.

Для средней стороны напряжением 35 кВ выбрано оборудование: выключатели типа ВВН-СЭЩ 35, разъединители марки РГП-СЭЩ-1-35/1000, РГП-СЭЩ-2-35/1000, трансформаторы тока модели ТОЛ-СЭЩ-35-600/5, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-35.

Для низкой стороны напряжением 10 кВ выбрана ячейка КРУ-70-10 со встроенным в него оборудованием – выключатели вакуумные марки ВВУ-СЭЩ-10-20/1600, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5, трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10.

Выбрано 2 трансформатора собственных нужд типа ТМГ 160/10/0,4 кВ.. Все выбранное оборудование прошло проверку по необходимым условиям, а также по токам КЗ.

Оперативный ток был выбран постоянным, т. е. питание оперативных цепей идет от аккумуляторных батарей.

Была выбрана схема заземления и получены расчетные данные с целью обеспечить необходимую безопасность обслуживающего персонала. Расчет заземления подстанции методом сложных заземлителей.

Для обеспечения молниезащиты подстанции были выбраны одиночные стержневые молниеотводы марки СМ-15 высотой 15 м в количестве 8 шт.

Проведен выбор микропроцессорных блоков релейной защиты силового трансформатора и выполнены расчеты уставок обеспечивающие надежную защиту оборудования.

Были сформированы планы с разрезами подстанции, электрические схемы, на которых четко отражено расположение всего оборудования, предлагаемого к установке на реконструируемой подстанции, а также расположение молниеприемников и системы заземления.

В итоге, разработан проект реконструкции подстанции «Пинеровка» 110/35/10 кВ удовлетворяющий требованиям надежности электроснабжения потребителей. Проект реконструкции выполнен согласно действующим нормативным документам и методикам расчета и выбора оборудования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия. М. : Издательство стандартов, 2014. 38 с.
2. Трансформаторы силовые напряжения 110 кВ [Электронный ресурс]: URL: [http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr\\_110kv.php?GALLERY\\_ID=12](http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php?GALLERY_ID=12) (дата обращения 8.03.2019).
3. Степкина Ю. В., Салтыков В. М. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти : ТГУ, 2015. 124 с.
4. КРУ-СЭЩ-70 6-20 кВ [Электронный ресурс] : URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения 15.03.2019).
5. Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока» [Электронный ресурс] : URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformator-y-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 15.03.2019).
6. Элегазовые выключатели напряжения 110 кВ [Электронный ресурс] : URL: <https://electroshield.ru/catalog/elegazovye-vyklyuchатели/vgt-seshch-110kv/> (дата обращения 16.03.2019).
7. Разъединители наружной установки 110 кВ [Электронный ресурс] : URL: <https://electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/> (дата обращения 18.03.2019).
8. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования; Тольятти : ТГУ, 2015. 54 с.
9. Трансформаторы тока элегазовые с фарфоровой изоляцией [Электронный ресурс] : URL: [http://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/elegazovye-%20transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220](http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-%20transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220) (дата обращения 18.03.2019).

10. Ограничители перенапряжений 10-110 кВ [Электронный ресурс] : URL: <https://www.tavrida.com/ter/> (дата обращения 01.04.2019).
11. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.rza.ru/> (дата обращения: 10.04.2019).
12. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для студ. сред. проф. образования – 3-е изд. М. : Академия, 2013. 282с.
13. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
14. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
15. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. М. : Норматика, 2017. 704 с.
16. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. М. : Издательство стандартов, 2015. 21 с.
17. Floyd T. L. Principles of Electric Circuits. London : Pearson, 2014. 967 p.
18. Steinmetz C. P. Theory and Calculation of Transient Electric Phenomena and Oscillations. Miami : Hard Press Publishing, 2013. 740 p.
19. Bayliss C. Transmission and Distribution Electrical Engineering. Boston : Newnes, 2012. 1180 p.
20. Lakervi E., Holmes E. J. Electricity Distribution Network Design. London : The Institution of Engineering and Technology, 2015. 338 p.
21. Gers J. M., Holmes E. D. Protection of Electricity Distribution Networks. London : The Institution of Engineering and Technology, 2011. 368 p.
22. Ram B. Power System Protection and Switchgear. New York City : McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 p.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Проверка выключателя ВГТ-СЭЩ 110

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 175,72 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{н,о}}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,т}} = 8,12 \text{ кА}$	$i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01) \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,о}}^{(1)} + i_{\text{а,т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 8,71 + 8,12 = 20,44 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 79,2 \text{ кА}$
$I_{\text{н,о}}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(1)} = 22,17 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 14,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица А.2 – Проверка выключателя ВВН-СЭЩ 35

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 546,14 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н,о}}^{(2)} = 1,592 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{а,т}} = 1,184 \text{ кА}$	$i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot 25 \cdot 0,01) \cdot 25 = 8,84 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,о}}^2 + i_{\text{а,т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,592 + 1,184 = 3,44 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{25}{100}\right) = 35,61 \text{ кА}$

Продолжение таблицы А.2

$I_{н,о}^{(2)}=1,592 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 25 \text{ кА}$
$i_{уд}^{(1)}=4,32 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 63 \text{ кА}$
$B_k=0,836 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0,2 = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица А.3 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ 10

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном. сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1374,64 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{н,о}^{(2)}=3,72 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 20 \text{ кА}$
$i_{а,т}=0,882 \text{ кА}$	$i_{а.н} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} \cdot 0,01) \cdot I_{откл.н}$ $i_{а.н} = (\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,01) \cdot 20 = 5,66 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н,о}^2 + i_{а,т} =$ $= \sqrt{2} \cdot 3,72 + 0,882 = 6,143 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \frac{\beta_{нор}}{100}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + \frac{20}{100}) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{н,о}^{(2)}=3,72 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд}^{(1)}=10,09 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$
$B_k=1,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица А.4 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ–35–600/5

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР 3020-5	0,7	0,7	0,7
Варметр	СР 3020-5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236	0,1	0,1	0,1



Продолжение таблицы А.4

Итого	-	2,1	2,1	2,1
-------	---	-----	-----	-----

Таблица А.5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР 3020-5	0,7	0,7	0,7
Варметр	СР 3020-5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивной энергии	Ртутный 236 ART-02	0,1	0,1	0,1
Итого		2,1	2,1	2,1