

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции  
"Новоширокая" 110/35/6 кВ

Студент

В.С. Швецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

А.В. Кириллова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

### Допустить к защите

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина

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

(личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

Тольятти 2019

## АННОТАЦИЯ

Бакалаврская работа была выполнена на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции «Новоширокая» 110/35/6 кВ».

Объектом дипломной работы является подстанция «Новоширокая», на которой установлены два силовых трансформатора ТДТН, мощностью 10 МВА и напряжением 110/35/6 кВ. Целью работы является реконструкция системы электроснабжения подстанции «Новоширокая», которая находится в Сибирском федеральном округе, с целью надежного снабжения нынешних и будущих потребителей.

Сначала мы рассчитываем электрические нагрузки реконструируемой подстанции по известным годовым графикам нагрузок. Особое внимание уделяется выбору силовых трансформаторов. Мы сравнили два трансформатора, мощность которых равна 16 МВА и 25 МВА. Экономически наиболее выгодным оказался трансформатор ТДТН 16 МВА 110/35/6 кВ. Далее, мы произвели расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания, по которым в последующем сделали выбор электрического оборудования.

Представлено описание электрической схемы ОРУ 110 кВ типа 110-4Н подстанции. В отдельной части ВКР подробно рассказывается о выборе оперативного тока, а также было уделено внимание на определении собственных нужд подстанции. В конце мы представляем работу о выборе для всего электрооборудования подстанции различного рода защит.

Резюмируя выше сказанное можно сделать вывод, что после реконструкции, подстанция будет соответствовать всем техническим нормам и требованиям, предъявляемые к данному объекту. Таким образом, выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, которая начинается с 6 страницы, в том числе содержит 18 таблиц, 10 рисунков. Графическая часть работы состоит из 6 чертежей на листах формата А1.

## ABSTRACT

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part at the Novosirokaya substation 110/35/6 kV».

The aim of the senior paper is the reconstruction of the power supply system at the Novosirokaya substation to ensure reliable power supply to current and future consumers.

The object of the graduation work is the Novosirokaya substation having two TDTN power transformers of with 10 MVA power and 110/35/6 kV voltage.

We first calculate the electrical loads of the reconstructed substation based on known annual load schedules. Particular attention is paid to the choice of power transformers. We compared two TDTN transformers which power is 16 MVA and 25 MVA. The transformer turned out to be the most economically advantageous was TDTN transformer with a power of 16 MVA and a voltage of 110/35/6 kV. Next, we calculated the symmetric and asymmetrical short-circuit currents, for which the choice of electrical equipment was subsequently made.

We outline 110 kV type 110-4H electrical circuit. The special part of the project gives details about the choice of operating current, and the reader's attention is also drawn to defining the substation's own needs.

In conclusion we'd like to stress that after reconstruction the substation meets all the technical standards and requirements that were originally submitted to this facility.

The graduation work consists of an explanatory note including 10 figures, 18 tables and the graphic part on 6 A1 sheets.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Характеристика подстанции «Новоширокая» .....	8
2 Расчет электрических нагрузок для понизительной подстанции «Новоширокая» .....	9
3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов на подстанцию «Новоширокая» .....	12
3.1 Расчет силовых трансформаторов ТДТН-16000/110/35/6 кВ и ТДТН- 25000/110/35/6 кВ .....	12
4 Выбор и обоснование электрической схемы ПС «Новоширокая» .....	20
5 Определение токов короткого замыкания .....	22
5.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания .....	22
5.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания .....	25
6 Выбор электрических проводников и аппаратов на ПС «Новоширокая» ...	29
6.1 Выбор высоковольтных выключателей .....	29
6.2 Выбор разъединителей .....	33
6.3 Выбор трансформаторов тока .....	34
6.4 Выбор трансформаторов напряжения .....	39
6.5 Выбор гибких шин .....	41
6.6 Выбор жестких шин .....	42
6.7 Выбор изоляторов .....	46
6.8 Выбор ограничителей перенапряжения .....	47
7 Выбор оперативного тока .....	48
8 Определение собственных нужд подстанции .....	49
9 Расчет заземления подстанции .....	50
10 Расчет молниезащиты подстанции .....	53
11 Релейная защита .....	54

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	60

## ВВЕДЕНИЕ

В современном мире невозможно описать, какую огромную роль играет электроэнергия в экономике страны и в жизнедеятельности всего человечества в целом. Все социально-экономические процессы, встречающиеся ежедневно в мире тем или иным способом связаны с электроэнергией, функционирование которых без данного ресурса невозможно. Электроэнергия является очень ценным и значительным продуктом, среди иных услуг и товаров. В подавляющем большинстве стран в 20 веке электроэнергетика уже установилась ключевой отраслью в экономике страны. В настоящее время электроэнергия является важным ресурсом, который необходим в функционировании современного общества, в жизнеобеспечении населения государства, промышленном производстве товаров и услуг, в национальной безопасности, а также в охране окружающей среды.

Электроэнергетическая система является совокупностью всех электрических частей электростанций, а так же электрических сетей и потребителей электроэнергии, которые имеют связь в общем режиме и непрерывном процессе выработки, потребления и распределения электрической энергии.

Единая энергетическая система России это крупнейшее в мире централизованно управляемое энергообъединение, охватывающее практически всю заселенную территорию страны. В систему входит 71 региональных энерго-систем, которые образуют 7 объединенных энергетических систем Центра, Сибири, Средней Волги, Востока, Урала, Юга и Северо-Запада. Все энерго-системы работают в синхронном, параллельном режиме и соединены высоковольтными линиями электропередачи напряжением от 220 до 500кВ и выше. На данный момент общая мощность электростанций единой энергетической системы составляет 243243МВт [3](значение на 1 января 2019 года).

Электроэнергетика в Сибирском федеральном округе имеет важную роль в области рыночной специализации России. Для повышения надёжности обеспечения электроэнергией потребителей регионов Сибирского федераль-

ного округа реализованы сотни проектов. Строятся новые протяженные воздушные линии класса напряжения 500кВ, в работу вводятся новые подстанции, призванные решить проблему с дефицитом электроэнергии, для повышения надежности эксплуатации модернизируются и реконструируются оборудование ряда подстанций.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения действующей подстанции «Новоширокая» классом напряжения 110/35/6 кВ, которая находится в Сибирском федеральном округе.

В ходе реконструкции подстанции будут применены современные методы расчета оборудования. Взамен устаревших силовых трансформаторов и неактуального на сегодняшний день оборудования с точки зрения надежности и эффективности его работы по сторонам 110кВ, 35кВ, 6 кВ будут установлены более мощные силовые трансформаторы и в соответствии иное, прогрессивное электрооборудование.

## 1 Характеристика подстанции «Новоширокая»

Подстанция 110кВ «Новоширокая» введена в эксплуатацию с 1983 года и с тех пор работы по реконструкции не производились. Подстанция располагается в Александро-заводском районе, обеспечивает электроснабжение близлежащих сел и промышленности сельского хозяйства. Данные потребители относятся ко 2 категории надежности. Климат в данном районе резко-континентальный. Данный объект относится к филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго». На рисунке 1.1 представлен план месторасположения подстанции 110кВ «Новоширокая».

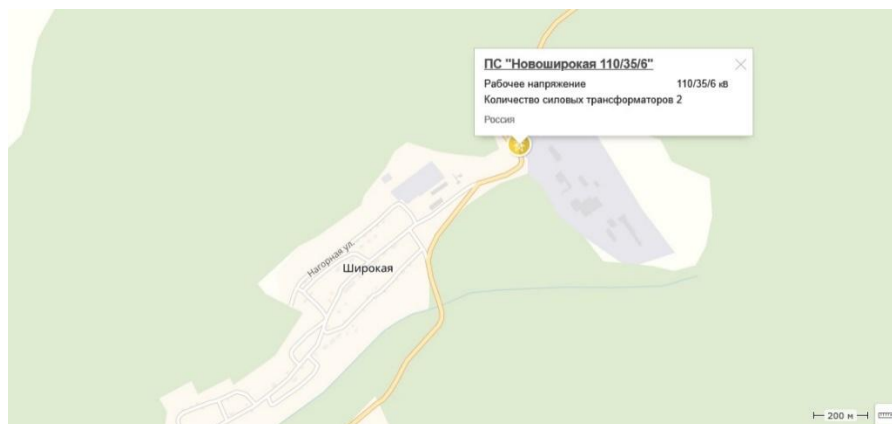


Рисунок 1.1 – Географическое расположение подстанции 110кВ «Новоширокая»

На данный момент на подстанции «Новоширокая» работают два силовых трансформатора ТДТН– 110/35/6кВ – 10000 кВ\*А. По воздушным линиям напряжением 35 и 6 кВ осуществляется питание потребителей от подстанции. В рабочую схему ПС на высокой стороне 110 кВ установлены выключатели ВМТ–110Б–25/1000 УХЛ1, на средней стороне 35 кВ выключатели ВМКЭ–35А 16/630 У1, и на низкой стороне 6 кВ выключатели ВММ–6–500–10 У2 также трансформаторы тока ТФЗМ–110Б, ТЛК–35 УХЛ2, ТЛК–6–1 У2, трансформаторы напряжения ЗОМ–1/35–72 У1, ЗНОЛ.09–10.02 У2, разъединители РНДЗ 1–110/630 УХЛ1, РНДЗ 2–110/630 УХЛ1.



## 2 Расчет электрических нагрузок для понизительной подстанции «Новоширокая»

Для осуществления выбора силовых трансформаторов для понизительной подстанции требуется рассчитать электрические нагрузки. Данные расчеты будут произведены на основе годовых графиков нагрузок потребителей подстанции «Новоширокая» 110/35/6 кВ. Потребляемая расчетная мощность потребителей ПС сведена в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристики потребителей подстанции

№ п/п	Наименование потребителей	Потребляемая Мощность $P_{max}$ , МВт	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Тип линии электропередачи	Напряжение, кВ
1.	I- близлежащие к ПС села	10	0,93	ВЛ	35
2.	II – сельскохозяйственная нагрузка	8	0,88	ВЛ	6

Годовые графики нагрузок потребителей представлены на рисунке 2.1 и рисунке 2.2.

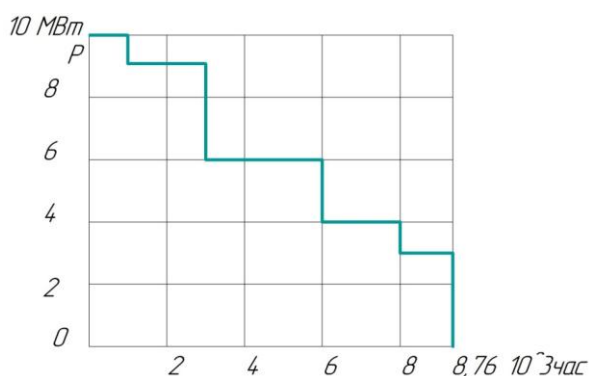


Рисунок 2.1 - Годовой график нагрузок I ввода

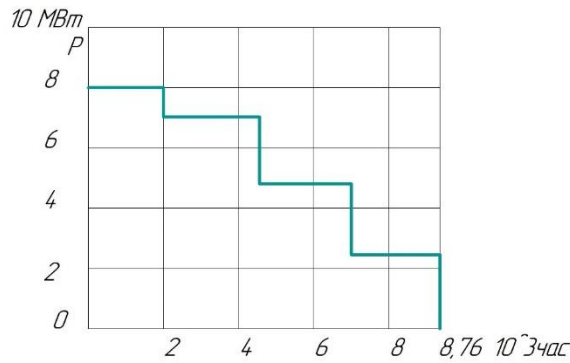


Рисунок 2.2 - Годовой график нагрузок II ввода

По имеющимся годовым графикам нагрузок рассчитывается полная мощность отдельных потребителей и всей подстанции в целом.

Расчет полной мощности рассчитывается по формуле, представленной ниже:

$$S_{in} = \frac{P_{in}}{\cos \varphi_{in}},$$

где  $P_{in}$  - максимальная потребляемая активная мощность, МВт;

$\cos \varphi_{in}$  - коэффициент мощности потребителей.

Рассчитаем полную мощность, приходящую на ввод I:

$$S_I = \frac{10}{0,93} = 10,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассчитаем полную мощность, приходящую на ввод II:

$$S_{II} = \frac{8}{0,88} = 9,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассчитаем полную мощность, приходящую на подстанцию в целом:

$$S_{сум} = S_I + S_{II} = 10,75 + 9,09 = 19,84 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потребляемая электроэнергия для отдельных потребителей вычисляется по формуле:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_{in},$$

где  $P_{in}$  – потребляемая активная мощность соответствующей ступени согласно графику нагрузок;

$t_{in}$  – продолжительность нагрузки ступени графика, час.

Рассчитаем потребляемую электроэнергию для близлежащих к ПС сел:

$$W_I = (10 \cdot 1 + 9 \cdot 2 + 6 \cdot 3 + 4 \cdot 2 + 3 \cdot 0,76) \cdot 10^3 = 56280 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем потребляемую электроэнергию для сельскохозяйственной нагрузки:

$$W_{II} = (8 \cdot 2 + 6,4 \cdot 2,5 + 4,8 \cdot 2,5 + 2,4 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 48224 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем потребляемую электроэнергию для подстанции в целом:

$$W_{\text{сум}} = W_I + W_{II} = 56280 + 48224 = 104504 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим значение времени максимальной годовой нагрузки для подстанции:

$$T_M = \frac{W_{\text{сум}}}{P_{\text{max I}} + P_{\text{max II}}} = \frac{104504}{10 + 8} = 5805 \text{ час}.$$

Определим значение коэффициента заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5805}{8760} = 0,66.$$

На рисунке 2.3 изображен годовой график нагрузки подстанции по продолжительности.

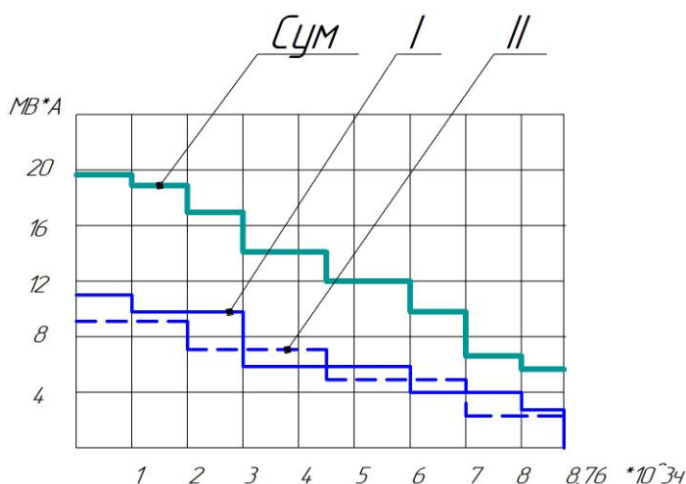


Рисунок 2.3 – Годовой график нагрузки ПС «Новоширокая»

### 3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов на подстанцию «Новоширокая»

«Для двухтрансформаторной ПС, исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки 40%, для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора  $S_{ном.Т}$  принято использовать приближенное выражение» [6, с.8]:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max п.с.},$$

где  $S_{max п.с.}$  - максимальная полная мощность, приходящая на подстанцию, МВ А.

Исходя из данного выражения, номинальная мощность трансформатора равна:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot 19,84 = 13,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По данному значению номинальной мощности были подобраны силовые трансформаторы типа ТДТН и мощностью 16 МВА и 25 МВА. Паспортные данные были сведены ниже в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Паспортные данные силовых трансформаторов ТДТН 16000/110 и 25000/110

Тип	$S_{ном.}$ МВА	$U_{ВН.}$ кВ	$U_{СН.}$ кВ	$U_{НН.}$ кВ	$U_{кВН-СН.}$ %	$U_{кВН-НН.}$ %	$U_{кСН-НН.}$ %	$\Delta P_{к.}$ кВт	$\Delta P_{xx.}$ кВт	$I_{xx.}$ %
ТДТН	16	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5	100	21	0,8
ТДТН	25	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5	140	28	0,7

#### 3.1 Расчет силовых трансформаторов ТДТН-16000/110/35/6 кВ и ТДТН-25000/110/35/6 кВ

Рассчитаем потери реактивной мощности в трансформаторе ТДТН-16000/110/35/6 кВ:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,8}{100} \cdot 16000 = 128 \text{ квар},$$

где  $I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора, %;

$S_{ном.Т}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА.

Для трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 кВ:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,7}{100} \cdot 25000 = 175 \text{ квар}.$$

«Приведенные потери активной составляющей мощности силового трансформатора в режиме холостого хода в трансформаторе ТДТН-16000/110/35/6 кВ рассчитаем по формуле:

$$P_X' = \Delta P_X + k_{ун} \cdot Q_X = 21 + 0,05 \cdot 160 = 27,4 \text{ кВт},$$

Для трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 кВ:

$$P_X' = \Delta P_X + k_{ун} \cdot Q_X = 28,5 + 0,05 \cdot 175 = 37,2 \text{ кВт}.$$

где  $k_{ун} = 0,05$  кВт/квар – коэффициент изменения потерь» [6, с.12]

Определяем коэффициент загрузки трансформаторных обмоток высокого, среднего и низкого напряжения в трансформаторе ТДТН-16000/110/35/6 кВ:

$$K_{з.в.} = \frac{S_v}{S_{ном.Т}} = \frac{19840}{16000} = 1,24;$$

$$K_{з.с.} = \frac{S_c}{S_{ном.Т}} = \frac{10750}{16000} = 0,67;$$

$$K_{з.н.} = \frac{S_n}{S_{ном.Т}} = \frac{9090}{16000} = 0,57,$$

Для трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 кВ:

$$K_{з.в.} = \frac{S_v}{S_{ном.Т}} = \frac{19840}{25000} = 0,79;$$

$$K_{з.с.} = \frac{S_c}{S_{ном.Т}} = \frac{10750}{25000} = 0,43;$$

$$K_{з.н.} = \frac{S_n}{S_{ном.Т}} = \frac{9090}{25000} = 0,36,$$

где  $S_v, S_c, S_n$  - Расчетные мощности нагрузок трансформатора высокого, среднего и низкого напряжения.

«Потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора при 100% загрузки в трансформаторе ТДТН-16000/110/35/6 кВ, определяются по выражению:

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ кВт} \text{ » [6, с.13] ,}$$

Для трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 кВ:

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт} .$$

«Напряжения короткого замыкания  $U_{к.і}(\%)$  обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора при заданных в справочнике значениях  $k_z$  между обмотками в трансформаторе ТДТН-16000/110/35/6 кВ, рассчитываются по формулам» [6, с.13]:

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

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

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

Для трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 кВ:

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

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

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

«Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме короткого замыкания в трансформаторе ТДТН-16000/110/35/6 кВ рассчитаем по формулам» [6, с.13]:

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ квар} ;$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.С}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0 \text{ квар} ;$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6,75}{100} \cdot 16000 = 1080 \text{ квар} .$$

Для трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 кВ:

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687 \text{ квар} ;$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.С}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар} ;$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687 \text{ квар}$$

Рассчитаем приведенные потери активной мощности при КЗ на трансформаторе ТДТН-16000/110/35/6 кВ:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{III} \cdot Q_{к.В} = 50 + 0,05 \cdot 1720 = 136 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.С} = P_{к.С} + k_{III} \cdot Q_{к.С} = 50 + 0,05 \cdot 0 = 50 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.Н} = P_{к.Н} + k_{III} \cdot Q_{к.Н} = 50 + 0,05 \cdot 1080 = 104 \text{ кВт}.$$

Для трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 кВ:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{III} \cdot Q_{к.В} = 70 + 0,05 \cdot 2687 = 204 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.С} = P_{к.С} + k_{III} \cdot Q_{к.С} = 70 + 0,05 \cdot 0 = 70 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.Н} = P_{к.Н} + k_{III} \cdot Q_{к.Н} = 70 + 0,05 \cdot 1687 = 154 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери активной мощности в трансформаторе ТДТН-16000/110/35/6 кВ:

$$P'_T = P'_x + K_{3.В}^2 \cdot P'_{к.В} + K_{3.С}^2 \cdot P'_{к.С} + K_{3.Н}^2 \cdot P'_{к.Н};$$

$$P'_T = 29 + 1,24^2 \cdot 136 + 0,67^2 \cdot 50 + 0,57^2 \cdot 104 = 142,97 \text{ кВт}.$$

Для трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 кВ:

$$P'_T = 37,2 + 0,79^2 \cdot 204 + 0,43^2 \cdot 70 + 0,36^2 \cdot 154 = 197,41 \text{ кВт}$$

«Для группы трехобмоточных трехфазных трансформаторов потери электроэнергии рассчитываются по следующему ниже выражению» [6, с.13]:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.Вi} + \sum \Delta W_{к.Сi} + \sum \Delta W_{к.Нi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot K_{3.Вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.С} \cdot K_{3.Сi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н} \cdot K_{3.Нi}^2 \cdot T_i, \end{aligned}$$

«где  $i$  – порядковый номер ступени графика нагрузки 1..8;

$n_i$  – число трансформаторов ПС;

$T_i$  – продолжительность  $i$  ступени на графике нагрузки» [6, с.13].

Расчет суммарных потерь трансформатора ТДТН 16МВА приведен в таблицу 3.2, а для ТДТН 25МВА в таблице 3.3.

Таблица 3.2 – Суммарные потери подстанции для трансформаторов ТДТН 16000/110/35/6

$i$	$S_{Bi},$ MBA	$S_{Ci},$ MBA	$S_{Hi},$ MBA	$n_i$	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$K_{з_{Bi}}^2$	$K_{з_{Ci}}^2$	$K_{з_{Hi}}^2$	$\Delta W_{к.Bi},$ кВт·ч	$\Delta W_{к.Ci},$ кВт·ч	$\Delta W_{к.Hi},$ кВт·ч
1	19,8	10,7	9,1	2	1000	54800	1,54	0,45	0,32	104720	11250	23400
2	18,8	9,7	9,1	2	1000	54800	1,37	0,36	0,32	93160	9000	18720
3	16,9	9,7	7,3	2	1000	54800	1,12	0,36	0,21	76160	9000	18720
4	13,7	6,4	7,3	2	1500	82200	0,74	0,16	0,21	75480	6000	12480
5	11,8	6,4	5,4	2	1500	82200	0,55	0,16	0,11	56100	6000	12480
6	9,7	4,3	5,4	2	1000	54800	0,37	0,07	0,11	25160	1750	3640
7	7	4,3	2,7	2	1000	54800	0,19	0,07	0,03	12920	1750	3640
8	5,9	3,2	2,7	2	760	41648	0,14	0,04	0,03	7235	760	1580
$\Sigma$						480048				450935	45510	94660
						$\Delta W_{\text{ПС}} = 1071154 \text{ кВтч}$						



Таблица 3.3 – Суммарные потери подстанции для трансформаторов ТДТН 25000/110/35/6

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$S_{Ci}$ , MBA	$S_{Hi}$ , MBA	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{з_{Bi}}^2$	$K_{з_{Ci}}^2$	$K_{з_{Hi}}^2$	$\Delta W_{к.Bi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{к.Ci}$ , кВт·ч	$\Delta W_{к.Hi}$ , кВт·ч
1	19,8	10,7	9,1	2	1000	74400	0,62	0,18	0,13	63240	6300	13860
2	18,8	9,7	9,1	2	1000	74400	0,56	0,15	0,13	57220	5250	11550
3	16,9	9,7	7,3	2	1000	74400	0,46	0,15	0,08	46920	5250	11550
4	13,7	6,4	7,3	2	1500	111600	0,30	0,07	0,08	45900	3675	8085
5	11,8	6,4	5,4	2	1500	111600	0,22	0,07	0,05	33660	3675	8085
6	9,7	4,3	5,4	2	1000	74400	0,15	0,03	0,05	15300	1050	2310
7	7	4,3	2,7	2	1000	74400	0,08	0,03	0,01	8160	1050	2310
8	5,9	3,2	2,7	2	760	56544	0,06	0,02	0,01	4651	532	1170
$\Sigma$										274951	26782	58920
						$\Delta W_{пс} = 1012397$ кВтч						

Вычислим экономические затраты для ТДТН 16000/110/35/6кВ и ТДТН 25000/110/35/6кВ.

«Стоимость 1 кВтч электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_m} + \beta = \frac{695}{5805} + 1,8 = 1,92 \text{ руб}$$

где  $\alpha$  – основная ставка двухставочного тарифа за 1кВт договорной мощности;

$\beta$  – дополнительная ставка двухставочного тарифа, за каждый кВтч активной энергии, учтенной расчетным счетчиком» [6, с.13] .

Годовые потери для трансформатора ТДТН 16 МВА вычисляем по формуле:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1071154 \cdot 1,92 = 2056615 \text{ руб} ,$$

для трансформатора ТДТН 25МВА годовые потери равны:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1012397 \cdot 1,92 = 1943802 \text{ руб} .$$

Годовые отчисления для ТДТН 16 МВА:

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 9600000 = 902400 \text{ руб} ,$$

Для ТДТН 25 МВА:

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 15600000 = 1466400 \text{ руб} ,$$

где  $p_{\text{сум}}$  – суммарный коэффициент отчислений на 110кВ;

$K$  – капитальные затраты (стоимость силовых трансформаторов).

Годовые эксплуатационные издержки для ТДТН 16 МВА:

$$I = I_{\text{о}} + I_{\text{э}} = 902400 + 2056615 = 2959015 \text{ руб} ,$$

Для ТДТН 25 МВА:

$$I = I_{\text{о}} + I_{\text{э}} = 1466400 + 1943802 = 3410202 \text{ руб}$$

Приведенные затраты для ТДТН 16 МВА:

$$Z_{\text{нр1}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = 0,15 \cdot 9600000 + 2959015 = 4399015 \text{ руб} ,$$

Для ТДТН 25 МВА:

$$Z_{\text{нр2}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = 0,15 \cdot 15600000 + 3410202 = 5750202 \text{ руб} ,$$

где  $E_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент дисконтирования.

Разница приведенных затрат трансформаторов ТДТН 16000/110/35/6 кВ и ТДТН 25000/110/35/6 кВ:

$$P = Z_{np2} - Z_{np1} = 5750202 - 4399015 = 1351187 \text{ руб}$$

Согласно технико-экономическому расчету и учитывая перспективы развития района электроснабжения, наиболее выгодным является установка на подстанцию силовых трансформаторов ТДТН 16000/110/35/6 кВ, так как приведенные затраты оказались меньше, порядка 1.351.187 рублей.

#### **4 Выбор и обоснование электрической схемы ПС «Новоширокая»**

Схемы распределительных устройств должны удовлетворять ряду требований. Надежность работы, низкая цена эксплуатации, удобство выполнения работ по обслуживанию, экологическая чистота на протяжении всего срока эксплуатации, компактность - являются важнейшими критериями при выборе схемы подстанции.

Подстанция «Новоширокая» 110/35/6кВ является по типу концевой. На основании официальной документации СТО 56947007-29.240.30.010-2017 [1], выбирается электрическая схема подстанции 110 – 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Данная схема ПС применяется для распределительных устройств 35-220 кВ, на концевых подстанциях, где возможно отключение потребителей при отключении выключателя в автоматическом режиме или обслуживающим персоналом на длительное время. На стороне 6 кВ применяется РУ с двумя одиночными секционированными системами шин, на стороне 35 кВ - с двумя одиночными секционированными системами шин.

Электрическая схема 110 – 4Н обладает рядом достоинств, а именно: простота и наглядность работы системы, электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны. В следствии этого схема работает стабильно, минимизированы отказы всей системы по вине обслуживающего подстанцию персонала, что так же влияет на бесперебойность передаваемой энергии. Данная схема изображена на рисунке 4.1.

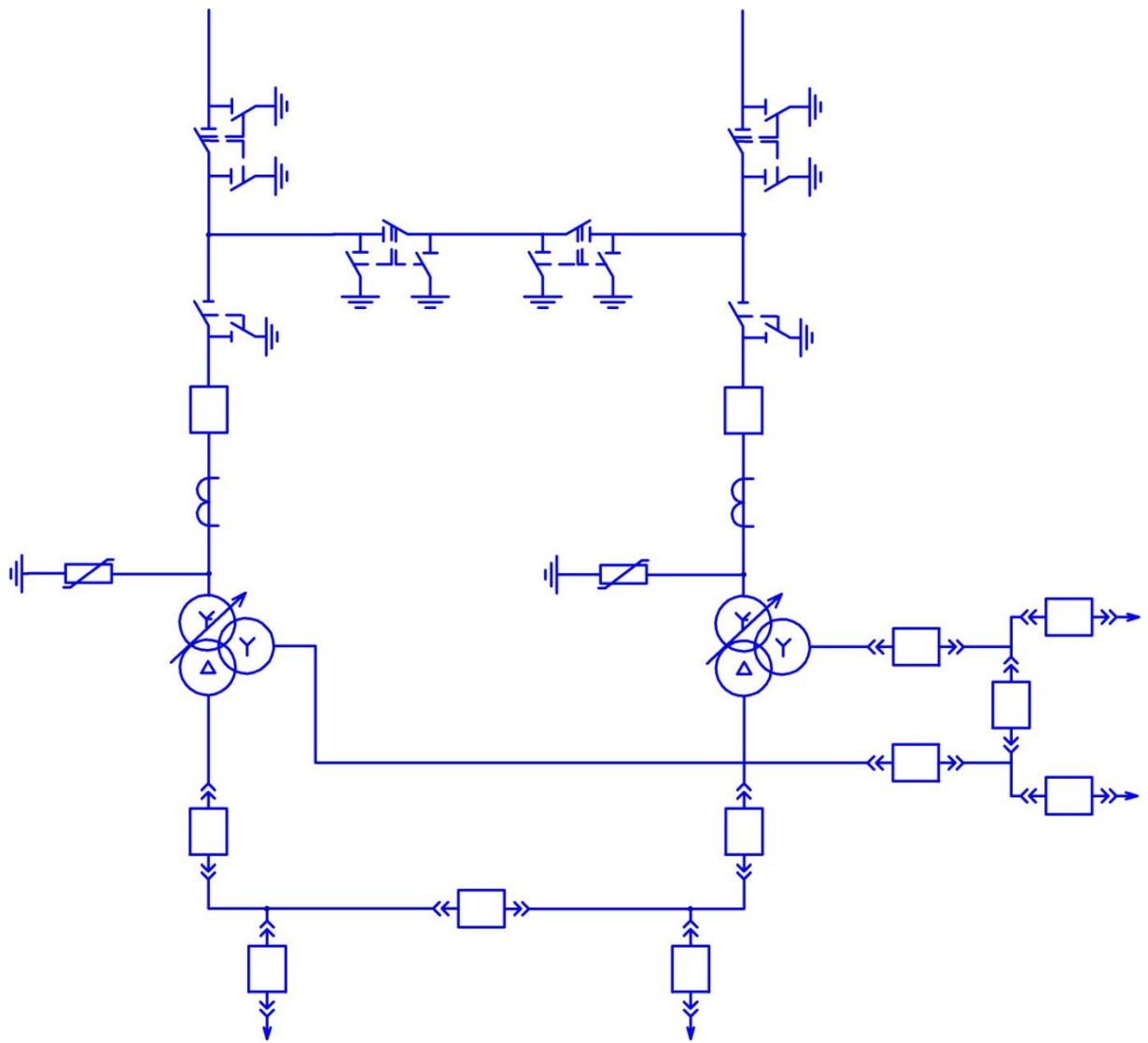


Рисунок 4.1 - Типовая электрическая схема 110 – 4Н

## 5 Определение токов короткого замыкания

### 5.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Изобразим расчетную схему электроустановки (рисунок 5.1) и наметим на ней точки КЗ:

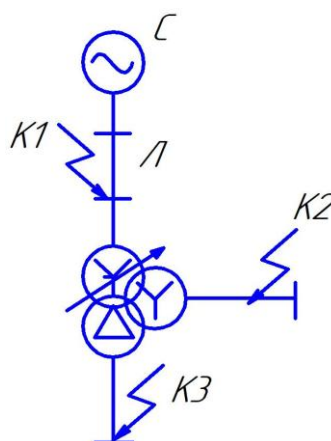


Рисунок 5.1- Расчетная схема электроустановки

На основе расчетной схемы составим эквивалентную схему замещения (рисунок 5.2):

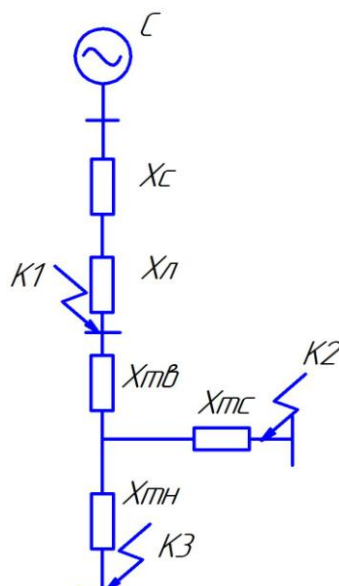


Рисунок 5.2 - Эквивалентная схема замещения

Рассчитаем сопротивления схемы замещения:

Базисная мощность и ЭДС приравниваем:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}, E''_{*\sigma, c} = 1.$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_K = 2100 \text{ МВА}.$$

Длина линии:

$$l = 10 \text{ км}.$$

Расчет сопротивлений произведем в базисных величинах:

$$x_{*\sigma, c} = \frac{S_{\sigma}}{S_K} = \frac{1000}{2100} = 0,48;$$

$$x_{*\sigma, T\phi} = \frac{U_{к.ф} \% \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,7;$$

$$x_{*\sigma, Tc} = \frac{U_{к.с} \% \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 0;$$

$$x_{*\sigma, Tн} = \frac{U_{к.н} \% \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{6,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 4,2;$$

$$x_{*\sigma, л} = x_{y\phi} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{10}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,15.$$

Рассчитаем токи симметричного короткого замыкания:

В точке К1:

Сумма сопротивлений элементов схемы до точки короткого замыкания:

$$x_{*рез.\sigma} = x_{*\sigma, c} + x_{*\sigma, л} = 0,48 + 0,15 = 0,63.$$

Базисный ток равен:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}},$$

где  $S_{\sigma}$  – базисная мощность,  $U_{\sigma}$  – базисное напряжение, напряжение ступени, где рассматривается короткое замыкание.

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей к.з. тока вычислим по формуле:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\bar{b}}''}{x_{рез.\bar{b}}} \cdot I_{\bar{b}},$$

где  $E_{*\bar{b}}''$  – сверхпереходная ЭДС в относительных единицах;

$x_{рез.\bar{b}}$  – результирующее сопротивление до точки к.з. в относительных единицах.

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\bar{b}}''}{x_{рез.\bar{b}}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{0,63} \cdot 15,4 = 7,97 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з. вычисляем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{y\partial},$$

где:  $\kappa_{уд}=1,8$  – ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [6] [1, с 33].

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,97 \cdot 1,8 = 20,29 \text{ кА}.$$

В точке К2:

Сумма сопротивлений элементов схемы до точки К2:

$$x_{*рез.\bar{b}} = x_{*\bar{b},c} + x_{*\bar{b},л} + x_{*\bar{b},Tв} + x_{*\bar{b},Tс} = 0,48 + 0,15 + 6,7 + 0 = 7,33$$

Базисный ток равен:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,4 \text{ кА}.$$

Найдем начальное действующее значение периодической составляющей к.з. тока по формуле:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\bar{b}}''}{x_{рез.\bar{b}}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{7,33} \cdot 15,4 = 2,1 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,1 \cdot 1,92 = 5,7 \text{ кА},$$

где:  $\kappa_{уд}=1,92$  – ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [6].

В точке К3:

Сумма сопротивлений элементов схемы до точки короткого замыкания

К3:



$$x_{*рез.б} = x_{*б,c} + x_{*б,l} + x_{*б,Tв} + x_{*б,Tн} = 0,48 + 0,15 + 6,7 + 4,2 = 11,53.$$

Базисный ток равен:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,4 \text{ кА}.$$

Вычислим начальное действующее значение периодической составляющей короткого замыкания тока согласно формуле:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{рез.б}} \cdot I_{б} = \frac{1}{11,53} \cdot 87,4 = 7,58 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{yд} = \sqrt{2} \cdot 7,58 \cdot 1,92 = 20,58 \text{ кА},$$

где:  $\kappa_{yд} = 1,92$  – ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [6].

## 5.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания

Схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности для расчета несимметричных токов к.з. представлены на рисунках 5.3 и 5.4.

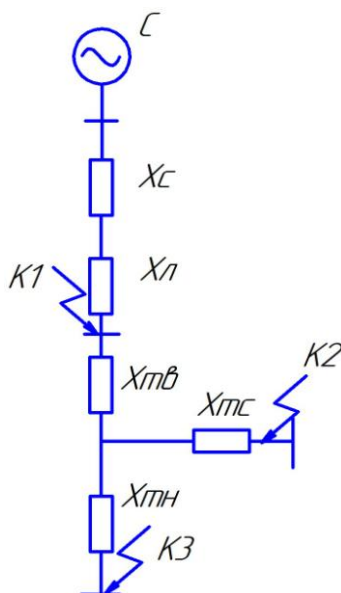


Рисунок 5.3 – Схема замещения прямой и обратной последовательности

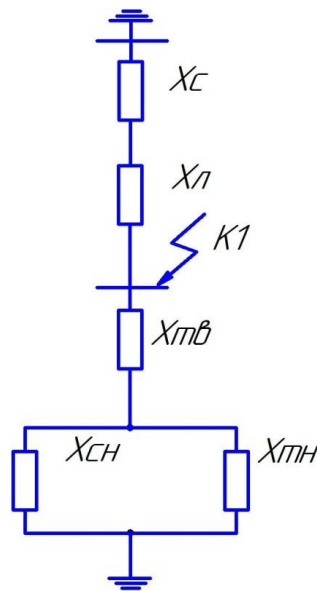


Рисунок 5.4 – Схема замещения нулевой последовательности

Для точки К1:

Произведем расчет сопротивления прямой и обратной последовательности согласно формуле:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} = 0,48 + 0,15 = 0,63.$$

Произведем расчет сопротивления линии нулевой последовательности по нижеуказанной формуле:

$$x_{*\delta,l} = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} \cdot 3$$

$$x_{*\delta,l} = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{10}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 3 = 0,45$$

Рассчитаем сопротивление нулевой последовательности по формуле:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l}) \cdot (x_{*\delta,Tв} + \frac{x_{*\delta,Tc} \cdot x_{*\delta,Tн}}{x_{*\delta,Tc} \cdot x_{*\delta,Tн}})}{(x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l}) + (x_{*\delta,Tв} + \frac{x_{*\delta,Tc} \cdot x_{*\delta,Tн}}{x_{*\delta,Tc} \cdot x_{*\delta,Tн}})},$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,48 + 0,45) \cdot (6,7 + \frac{0 \cdot 4,2}{0 + 4,2})}{(0,48 + 0,45) + (6,7 + \frac{0 \cdot 4,2}{0 + 4,2})} = 0,82.$$

Вычислим ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\sigma},$$

где  $m$  – коэффициент, значение которого зависит от вида к.з;

$E_{*6}''$  – сверхпереходная ЭДС, о.е..

$$I_{n,o}^{(1)} = \frac{3}{0,63 + 0,63 + 0,82} \cdot 5,02 = 7,24 \text{ кА}.$$

Вычислим ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{\sqrt{3}}{0,63 + 0,63} \cdot 5,02 = 6,9 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток двухфазного короткого замыкания на землю:

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_{\sigma},$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,63 + \frac{0,63 \cdot 0,82}{0,63 + 0,82}} \cdot 5,02 = 8,87 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударные токи:

$$i_{y\sigma}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 7,24 \cdot 1,8 = 18,43 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 1,8 = 17,56 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1,1)} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 8,87 \cdot 1,8 = 22,58 \text{ кА},$$

где  $k_{y\sigma} = 1,8$  – ударный коэффициент по таблице 4.3 согласно [6].

Для точки К2:

Сопротивление прямой последовательности находится по формуле:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*6,c} + x_{*6,l} + x_{*T,e} + x_{*T,c} = 0,48 + 0,15 + 6,7 + 0 = 7,33.$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{\sqrt{3}}{7,33 + 7,33} \cdot 15,4 = 1,82 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока двухфазного короткого замыкания:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot \kappa_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 1,92 = 4,94 \text{ кА},$$

где  $\kappa_{y\delta} = 1,92$  – ударный коэффициент по таблице 4.3 согласно [6].

Для точки К3:

Так как обмотка на низкой стороне напряжения трансформатора соединена треугольником токи нулевой последовательности на этой ступени напряжения отсутствуют. В данном случае токи однофазного короткого замыкания пренебрежительно малы. Для данной точки рассчитывается только двухфазное короткое замыкание.

Сопротивление прямой последовательности находится по формуле:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*б,c} + x_{*б,l} + x_{*Г,e} + x_{*Г,u} = 0,48 + 0,15 + 6,7 + 4,2 = 11,53.$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{n.o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*б}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{б} = \frac{\sqrt{3}}{11,53 + 11,53} \cdot 87,4 = 6,56 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока двухфазного короткого замыкания:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot \kappa_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,56 \cdot 1,92 = 17,8 \text{ кА}.$$

где  $\kappa_{y\delta} = 1,92$  – ударный коэффициент по таблице 4.3 согласно [6].

Результаты выше изложенных вычислений сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты расчетов токов к.з. подстанции «Новоширокая»

Точка к.з.	$I_{n.o}^{(3)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(3)}$ , кА	$I_{n.o}^{(1)}$ , кА	$I_{n.o}^{(2)}$ , кА	$I_{n.o}^{(1,1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(2)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1,1)}$ , кА
К1	7,97	20,29	7,24	6,9	8,87	18,43	17,56	22,58
К2	2,1	5,7		1,82			4,94	
К3	7,58	20,58		6,56			17,8	

По полученным величинам токов коротких замыканий, для успешной эксплуатации не только в нормальном, но и в аварийном режиме работы, будет произведен выбор всего электрического оборудования на подстанции «Новоширокая» 110/35/6кВ.

## 6 Выбор электрических проводников и аппаратов на ПС «Новоширокая»

### 6.1 Выбор высоковольтных выключателей

Согласно пункту 4.14 [2], к установке на подстанции должны приниматься элегазовые или вакуумные выключатели. На основании этого утверждения произведем выбор оборудования.

Выбор выключателя на стороне 110 кВ:

Расчет максимального тока выключателя с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 112,4 \text{ А}$$

Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания  $t_{\text{откл}}=0,2\text{с}$  находится по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^{(1,1)^2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 9,35^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 25,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $T_a$  – это постоянная времени затухания апериодической составляющей короткого замыкания, сек,  $t_{\text{откл}}$  – время отключения короткого замыкания, сек.

Вычислим расчетное время, соответствующее времени размыкания к.з. по формуле:

$$\tau = t_{\text{п.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока к.з.:

$$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(1,1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,87 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 6,99 \text{ кА}$$

Выберем из каталога [4] для высокой стороны выключатель вакуумный ВВН–110-31,5/2500. Далее выполним проверку соответствия его характеристик установленным требованиям. Ход проверки приведен в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Проверка выключателя ВВН–110-31,5/2500

Данные согласно расчетам	Данные из каталога производителя
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 112,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{n,o}^{(1,1)} = 8,87 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ А}$
$i_{a,\tau} = 6,99 \text{ кА}$	$i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} \cdot 0,01) \cdot I_{откл.н}$ $i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,01) \cdot 31,5 = 14,03 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1,1)} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 9,35 + 6,49 = 19,7 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \frac{\beta_{нор}}{100}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + \frac{31,5}{100}) = 57,9 \text{ кА}$
$I_{n,o}^{(1,1)} = 8,87 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{y\delta}^{(1)} = 23,8 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 105 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 25,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Согласно данным таблицы 6.1 данный выключатель проверен на соответствие данных каталога и реальных параметров коммутируемой цепи. Из результатов проверки можно сделать вывод, что он подходит для установки в рассчитываемую линию.

На стороне 35 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУН-СЭЩ-65-35 [4]. Данное устройство допускается в эксплуатации в условиях резко-континентального климата. В состав данного КРУН могут устанавливаться выключатели ВВУ-35, ВВМ – 35, ВВЕ – 35. Произведем проверку выключателя ВВУ-35-20/1000 установленного в ячейку КРУ.

Расчет максимального тока выключателя с учетом 40% перегрузки:

$$I_{max} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 349,5 \text{ А}$$

Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания  $t_{откл}=0,2$ с находится по формуле:

$$B_k = I_{n.o}^{(3)^2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,1^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 1,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Вычислим расчетное время, которое соответствующее времени размыкания к.з. по формуле:

$$\tau = t_{p.з.} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}$$

Найдем максимальное значение апериодической составляющей тока к.з. по формуле ниже:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,1 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 1,66 \text{ кА}$$

Далее выполним проверку соответствия характеристик выключателя установленным требованиям. Ход проверки приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Проверка выключателя ВВУ-35-20/1000

Данные согласно расчетам	Данные из каталога производителя
$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 349,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,o}^{(3)} = 2,1 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 20 \text{ А}$
$i_{a,\tau} = 1,66 \text{ кА}$	$i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} \cdot 0,01) \cdot I_{откл.н}$ $i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,01) \cdot 20 = 5,66 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 9,35 + 6,49 = 4,63 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \frac{\beta_{нор}}{100}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + \frac{20}{100}) = 33,9 \text{ кА}$
$I_{n,o}^{(3)} = 2,1 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 20 \text{ кА}$
$i_{yд}^{(3)} = 5,7 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 1,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Согласно данным таблицы 6.2 данный выключатель проверен на соответствие данных каталога и реальных параметров коммутируемой цепи. Из результатов проверки можно сделать вывод, что он подходит для установки в рассчитываемую линию.

На стороне 6 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10 [4]. Данное устройство допускается в эксплуатации в условиях резко-континентального климата. В состав данного КРУ могут устанавливаться ВВУ-10, ВВМ – 10, ВВЕ - 10. Произведем проверку выключателя ВВУ-10-31,5/2500 установленного в ячейку КРУ.

Расчет максимального тока выключателя с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \cdot 1,4 = 2052 \text{ А}$$

Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания  $t_{\text{откл}}=0,2\text{с}$  находится по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^{(3)^2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 7,58^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 18,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Вычислим расчетное время, которое соответствующее времени размыкания к.з. по формуле:

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}$$

Найдем максимальное значение апериодической составляющей тока к.з. по формуле ниже:

$$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,58 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 5,98 \text{ кА}$$

Далее выполним проверку соответствия характеристик выключателя установленным требованиям. Ход проверки приведен в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Проверка выключателя ВВУ-10-31,5/2500



Данные согласно расчетам	Данные из каталога производителя
$U_{\text{ном. сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2052 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{н.о}}^{(3)} = 7,58 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{а.т}} = 5,98 \text{ кА}$	$i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,01) \cdot 31,5 = 14,03 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^3 + i_{\text{а.т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 7,58 + 5,98 = 16,69 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{31,5}{100}\right) = 58,58 \text{ кА}$
$I_{\text{н.о}}^{(3)} = 7,58 \text{ кА}$	$I_{\text{нр.с}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 20,58 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 18,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,2 = 198,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Согласно данным таблицы 6.3 данный выключатель проверен на соответствие данных каталога и реальных параметров коммутируемой цепи. Из результатов проверки можно сделать вывод, что он подходит для установки в рассчитываемую линию.

## 6.2 Выбор разъединителей

На стороне 110 кВ по имеющимся данным выберем из каталога [4] разъединитель горизонтально-поворотного типа с заземляющими ножами типа РГП -110-1250. Проверим его на соответствие параметрам цепи (таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Выполнение проверки разъединителя РГП-110-1250

Данные согласно расчетам	Условие	Данные из каталога производителя
$U_{н.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{н.сети} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 112,4 \text{ А}$	$I_{ном.дл} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{н,о}^{(1,1)} = 8,87 \text{ кА}$	$I_{н,о}^{(1,1)} \leq I_{пр.с}$	$I_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$i_{уд}^{(1,1)} = 18,43 \text{ кА}$	$i_{уд}^{(1,1)} \leq i_{пр.с}$	$i_{пр.с} = 90 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 25,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 0,2 = 1280 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выполнена проверка разъединителя РГП-110-1250, в результате которой выявлено, что он удовлетворяет всем требованиям для установки в схему на сторону 110 кВ.

### 6.3 Выбор трансформаторов тока

#### Выбор трансформатора тока для стороны 110 кВ:

Рассчитаем ток трансформатора:

$$I_{\max} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А}$$

Термическая стойкость при  $t_{откл}=0,2\text{с}$  находится по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{н,о}^{(1,1)^2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,87^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 25,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По рассчитанным данным из каталога [5], выберем трансформатор тока элегазовый с фарфоровой изоляцией ТОГФ-110-300/5. Ведомость проверки данного трансформатора приведена в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Ведомость проверки трансформатора тока ТОГФ-110-300/5

Данные согласно	Условие	Данные из каталога производителя
-----------------	---------	----------------------------------

расчетам		
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 80,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 23,8 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 18,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 65^2 \cdot 3 = 12675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«При выборе трансформатора должно выполняться условие  $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ ,

где:

$Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока.

$Z_2 \approx R_2$ , поскольку индуктивное сопротивление не велико;

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}};$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом} \gg [6, \text{ с. 39}],$$

где:  $S_2$  – номинальные вторичные нагрузки трансформатора;

$I_2$  – вторичный ток трансформатора.

Таблица 6.6 - 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

Сопротивление прибора находим по формуле:

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

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

$I_2$  – вторичный ток трансформатора тока, А.

Сопротивление проводов:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5^2} = 0,48 \text{ Ом},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление провода (меди);

$l$  – длина провода, м (40 метров);

$S$  – 2,5 мм<sup>2</sup>, минимально возможное сечение провода.

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$R_2 = R_{приб} + R_{np} + R_k = 0,024 + 0,48 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом},$$

где  $R_k$  – сопротивление контактов (0,1 Ом).

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, 0,6 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом} \text{ – условие выполнено.}$$

Таким образом, трансформатор тока ТОГФ-110-300/5 соответствует заданным параметрам и подходит для установки в рассматриваемую цепь.

### **Выбор трансформатора тока для стороны 35 кВ:**

Рассчитаем ток трансформатора:

$$I_{max} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 249,7 \text{ А}$$

Термическая стойкость при  $t_{откл}=0,2$ с находится по формуле:

$$B_k = I_{н.о}^{(3)^2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,1^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 1,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На стороне 35 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-65-35 [4]. В состав данного КРУ входит трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ. По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОЛ-СЭЩ 35/500. Ведомость проверки данного трансформатора приведена в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Ведомость проверки трансформатора тока ТОЛ-35-500/5

Данные согласно расчетам	Условие	Данные из каталога производителя
$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 249,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 5,7 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 1,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

При выборе трансформатора должно выполняться условие  $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ .

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2;$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}};$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом}$$

Таблица 6.8 - Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-35-500/5

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 акт. энергии Счетчик реакт. энергии	Мерк. 236 ART- 02	0,1	0,1	0,1
Итого		2,1	2,1	2,1

Найдем общее сопротивление приборов по формуле:

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

Сопротивление проводов находится по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l \cdot \sqrt{3}}{S} = \frac{0,0175 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}}{2,5^2} = 0,21 \text{ Ом},$$

Найдем вторичную нагрузку трансформатора тока по формуле:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} = 0,084 + 0,21 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом},$$

где  $R_{\text{к}}$  – сопротивление контактов (0,1 Ом).

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, 0,4 \text{ Ом} < 2 \text{ Ом} – \text{условие выполнено.}$$

Трансформатор тока ТОЛ-35-500/5 согласно вышеизложенным расчетам соответствует заданным параметрам и подходит для установки в рассматриваемую цепь.

### Выбор трансформатора тока для стороны 6 кВ:

Рассчитаем ток трансформатора:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А}$$

Термическая стойкость при  $t_{\text{откл}}=0,2\text{с}$  находится по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^{(3)^2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 7,58^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 18,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На стороне 6 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10 [4]. В состав данного КРУ входит трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ. По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОЛ-10-2000/5. Ведомость проверки данного трансформатора приведена в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Ведомость проверки трансформатора тока ТОЛ-10-2000/5

Данные согласно расчетам	Условие	Данные из каталога производителя
$U_{\text{ном. сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1466 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 20,58 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 70 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 18,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 70^2 \cdot 3 = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверим данный трансформатор на соблюдение условия  $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ , где:

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2;$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}};$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом},$$

Таблица 6.10 - Вторичная нагрузка трансформатора ТОЛ-10-2000/5

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 акт. Энергии, счетчик реакт. энергии	Меркурий 236 ART- 02	0,1	0,1	0,1
Итого		2,1	2,1	2,1

Общее сопротивление приборов находим по формуле:

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

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l \cdot \sqrt{3}}{S} = \frac{0,0175 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}}{2,5^2} = 0,21 \text{ Ом},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} = 0,084 + 0,21 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом},$$

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad 0,4 \text{ Ом} < 1,2 \text{ Ом} - \text{условие выполнено.}$$

Таким образом, трансформатор тока ТОЛ-10-2000/5 согласно расчетам выше соответствует заданным параметрам и подходит для установки в рассматриваемую цепь.

#### 6.4 Выбор трансформаторов напряжения

##### Выбор трансформатора напряжения для стороны 35 кВ

Таблица 6.11 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	Число	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ 3020-5	1	4
Ваттметр	СР 3020-5	1	5
Варметр	СР 3020-5	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236 ART-02	4	20
Итого			34

По полной вторичной нагрузке выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ- 35 кВ – данный трансформатор имеет номинальную мощность 100 ВА, что позволяет к нему присоединить вторичную нагрузку, указанную в таблице 6.11. ЗНОЛ- 35 кВ устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-65-35 [4].

### Выбор трансформатора напряжения для стороны 6 кВ

Таблица 6.12 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Прибор	Тип	Число	Общая мощностьS, ВА
Вольтметр	СВ 3020-5	1	4
Ваттметр	СР 3020-5	1	5
Варметр	СР 3020-5	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236 ART-02	6	30
Итого			45

По полной вторичной нагрузке выбираем трансформатор напряжения НАЛИ - 6 кВ – данный трансформатор имеет номинальную мощность 90 ВА, что позволяет к нему присоединить вторичную нагрузку, указанную в



таблице 5.10. НАЛИ - 6 кВ устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-70-10 [5].

## 6.5 Выбор гибких шин

### Выбор гибких шин на стороне 110 кВ

Гибкие шины на стороне 110 кВ выполняются сталеалюминевыми проводниками марки АС.

Предварительно произведем выбор сечения проводника по экономической плотности тока:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{19840}{\sqrt{3} \cdot 115} = 99,6 \text{ кА},$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{99,6}{1,1} = 90,5 \text{ мм}^2,$$

где:  $j_{\text{эк}} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  - нормированная плотность тока.

Выберем провод АС-95/7 и выполним ряд проверок:

С учетом возможности перегрузки произведем проверку соответствия длительно допустимого тока по условиям нагрева:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 112,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 112,4 \text{ А} < I_{\text{дл.дон}} = 325 \text{ А},$$

где:  $I_{\text{дл.дон}} = 325 \text{ А}$  - из каталожных данных [5].

Произведем проверку по условиям коронирования:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right),$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,65}}\right) = 34,1 \text{ кВ / см},$$

где:  $r_0$  – радиус провода, см;

$m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода ( $m=0,82$ ) [6].

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \cdot \frac{D_{cp.z}}{r_0}},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,65 \cdot \lg \cdot \frac{1,26 \cdot 200}{0,65}} = 24,19 \text{ кВ / см},$$

$$D_{cp.z} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 200 ,$$

где:  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp.g}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

$D$  – расстояние между соседними фазами, см [6].

Условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 24,19 \leq 0,9 \cdot 34,1$$

$$25,88 < 30,69$$

Корона вокруг выбранного провода не возникнет, поскольку данное условие соблюдается.

Проверка на термическую и электродинамическую стойкость не производится, так как проводник прокладывается на открытом воздухе и периодическая составляющая тока короткого замыкания не превышает 20 кА.

Провод АС 95/7 удовлетворяет всем условиям, по которым проводилась проверка, допускается к применению в ОРУ 110 кВ.

## 6.6 Выбор жестких шин

Произведем выбор сечения жестких шин на напряжение 35 кВ по экономической плотности тока, далее произведем проверку:

- По протеканию длительно допустимого тока из условий нагрева;
- На термическую стойкость при коротком замыкании;
- На электродинамическую стойкость при коротком замыкании.

Расчетные данные:  $I_{н.о}^{(3)} = 2,1 \text{ кА}$ ;  $i_{уд}^{(3)} = 5,7 \text{ кА}$ ;  $W_k = 1,4 \text{ кА}^2\text{с}$ .

Ток продолжительного режима:  $I_{\max}=349,5$  А.

Произведем выбор шин по экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{349,5}{1,1} = 317,7 \text{ мм}^2,$$

Выберем шины прямоугольного сечения АД31Т 60х6 с  $I_{\text{доп}}=870$  А

Данные шины подходят по условию нагрева, поскольку  $I_{\text{доп}}=870$  А >  $I_{\max}=349,5$  А.

Определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{1,4 \cdot 10^3}}{90} = 13,4 \text{ мм}^2$$

Шины прошли проверку на термическую стойкость, так как соблюдается условие:  $s_{\text{min}}=13,4 \text{ мм}^2 < S=360 \text{ мм}^2$

Частота собственных колебаний шин находится по формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \frac{\sqrt{E \cdot J}}{m},$$

где:  $l$  – длина пролета между изоляторами:

$l=1$ м;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины,  $\text{м}^4$  по [6, с118]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,001 \cdot 0,08^3}{12} = 4,2 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

$E$  – модуль упругости материала шины ( $E = 7 \cdot 10^{10}$  Па);

$r_1$  – параметр основной собственной частоты шины по [6, с118]:

$r_1=3,14$ ;

$m$  – масса шины на единицу длины, кг/м:

$m = 1,3$  кг/м.

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \frac{\sqrt{E \cdot J}}{m}.$$

Механический резонанс не проявит себя, так как частота собственных колебаний больше значения равного 200 Гц.

Проверка шины на механическую стойкость:

Вычислим максимальное напряжение материала шины при трехфазном коротком замыкании:

$$\sigma_{раб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{из}^2 \cdot l_{уд}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a}$$

$$\sigma_{раб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1^2 \cdot 5700^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 11 \cdot 10^{-7} \cdot 2} = 0,32 \text{ МПа}$$

где:  $a = 2$  м – расстояние между фазами;

$l_{из} = 1$  м длина пролета;

$\lambda = 8$  м – расстояние между фазами;

$K_{\phi} = 1,0$  - коэффициент формы по [6, с. 118];

$K_{расп} = 1,0$  - коэффициент расположения по [6, с. 118];

Момент сопротивления шины в поперечной плоскости [6]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,001 \cdot 0,08^2}{6} = 11 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

Шина механически прочная, поскольку выполняется условие:

$$\sigma_{раб} = 0,32 \text{ МПа} \leq \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа} \text{ для шин марки АД31Т по [6, с.112].}$$

Шина АД31Т 60х6 мм<sup>2</sup> удовлетворяет всем условиям, по которым проводилась проверка, таким образом, она допускается к применению на напряжение 35 кВ.

Произведем выбор сечения жестких шин на напряжение 35 кВ.

Расчетные данные:  $I_{н,о}^{(3)} = 7,58$  кА;  $i_{уд(3)} = 20,58$  кА;  $Вк = 18,4$  кА<sup>2</sup>с.

Ток продолжительного режима:  $I_{max} = 2052$  А.

Произведем выбор шин по экономической плотности тока:

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.ном}}{j_{эк}} = \frac{2052}{1,1} = 1865 \text{ мм}^2,$$

Выберем шины прямоугольного сечения АД31Т 120х10 с  $I_{дон} = 2300$  А

Данные шины подходят по условию нагрева, поскольку:

$$I_{дон} = 2300 \text{ А} > I_{max} = 2052 \text{ А}.$$

Определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{18,4 \cdot 10^3}}{90} = 48 \text{ мм}^2$$

Шины прошли проверку на термическую стойкость, так как соблюдается условие:  $s_{\min}=48 \text{ мм}^2 < S=1200 \text{ мм}^2$

Частота собственных колебаний шин находится по формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \frac{\sqrt{E \cdot J}}{m},$$

$l=1\text{м};$

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины,  $\text{м}^4$  по [6, с118]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,001 \cdot 0,08^3}{12} = 4,2 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

$E$  – модуль упругости материала шины ( $E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ );

$r_1=3,14;$

$m = 2,6 \text{ кг/м.}$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \frac{\sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 4,2 \cdot 10^{-8}}}{2,6} = 224 \text{ Гц}.$$

Механический резонанс не проявит себя, так как частота собственных колебаний больше значения равного 200 Гц.

Проверка шины на механическую стойкость:

Вычислим максимальное напряжение материала шины при трехфазном коротком замыкании:

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из}}^2 \cdot l_{\text{уд}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a}$$

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1^2 \cdot 20580^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 11 \cdot 10^{-7} \cdot 2} = 4,16 \text{ МПа}$$

где:  $a = 2 \text{ м}$  – расстояние между фазами;

$l_{\text{из}} = 1 \text{ м}$  длина пролета;

$\lambda = 8 \text{ м}$  – расстояние между фазами;

$K_{\phi} = 1,0$  - коэффициент формы по [6, с. 118];

$K_{\text{расп}} = 1,0$  - коэффициент расположения по [6, с. 118];

Момент сопротивления шины в поперечной плоскости [6]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,001 \cdot 0,08^2}{6} = 11 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

Шина механически прочная, поскольку выполняется условие:

$$\sigma_{раб} = 4,16 \text{ МПа} \leq \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа} \text{ для шин марки АД31Т по [6, с.112].}$$

Шина АД31Т 120x10 мм<sup>2</sup> удовлетворяет всем условиям, по которым проводилась проверка, таким образом, она допускается к применению на напряжение 6 кВ.

## 6.7 Выбор изоляторов

Осуществим выбор опорного полимерного изолятора на напряжение 35 кВ, ОСК 5–35 УХЛ 2 высотой 350 мм.

Поскольку наиболее тяжелым является трехфазное короткое замыкание, нагрузка на изолятор составит:

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{5700^2}{2} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 1,41 \text{ Н}$$

Коэффициенты для расчета нагрузки на изолятор взяты из пункта 6.6.

Изолятор удовлетворяет условиям электродинамической стойкости так как:

$$F_{расч} = 1,41 \text{ Н} \leq F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 5000 \cdot \frac{0,35}{0,96} = 1096 \text{ Н}$$

где:  $H_{из}$  – высота изолятора;

$F_{разр} = 5000 \text{ Н}$  механическая разрушающая сила на изгиб [4];

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2} = 0,35 + 0,006 + \frac{0,05}{2} = 0,96 \text{ м}.$$

Осуществим выбор опорного полимерного изолятора напряжением 6 кВ ОСК 4–6 УХЛ 2 высотой 70 мм.

Поскольку наиболее тяжелым является трехфазное короткое замыкание, нагрузка на изолятор составит:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \cdot l_{из},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20580^2}{2} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 18,3 Н$$

Коэффициенты для расчета нагрузки на изолятор взяты из пункта 6.6.

Изолятор удовлетворяет условиям электродинамической стойкости так как:

$$F_{расч} = 18,3 Н \leq F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 4000 \cdot \frac{0,07}{0,48} = 349 Н$$

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2} = 0,07 + 0,006 + \frac{0,05}{2} = 0,48 м.$$

## 6.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбираем следующие ограничители перенапряжения по каталогу[4]:

Для высокого напряжения 110 кВ: ОПН-РК-110/126-10-760-УХЛ1;

Для среднего напряжения 35 кВ: ОПН-РК-35/40,5-10-760-УХЛ1;

Для низкого напряжения 6 кВ: ОПН-РВ-10/12,6-5-250-УХЛ1.

## **7 Выбор оперативного тока**

Управление выключателями, сигнализацией, автоматикой, связью осуществляется оперативным током. В чрезвычайных или аварийных ситуациях на подстанции в обязательном порядке используется оперативный ток. В данных ситуациях источники тока должны находиться в исправном рабочем состоянии.

Руководствуясь нормами технологического проектирования подстанций СТО 56947007-29.240.10.028-2015, для питания оперативных цепей подстанции в данной выпускной квалификационной работе применяется постоянный оперативный ток. Данный вид оперативного тока имеет преимущество по сравнению с альтернативными источниками, в независимости от состояния основной сети обеспечивается стабильное бесперебойное питание всех подключенных устройств с определенным уровнем тока и напряжения.

На подстанции 110 кВ, как правило, применяется оперативный постоянный ток напряжением равным 220В. Источником оперативного постоянного тока служат аккумуляторные батареи герметичные свинцово-кислотные аккумуляторы, с зарядным/подзарядным агрегатом, в режиме постоянного подзаряда, малообслуживаемые. В качестве АКБ будут использоваться 2 батареи, которые в свою очередь состоят из 108 элементов вида 12 GroE 300 classic компании «SSKGroup».. Срок службы таких батарей должен быть не менее 25 лет. Расположение аккумуляторов производится в специализированном отапливаемом, проветриваемом помещении, в здании ОПУ.



## 8 Определение собственных нужд подстанции

Помимо силовых агрегатов на подстанции необходимо установить вспомогательное оборудование, которое будет обеспечивать нормальное функционирование объекта.

Потребители собственных нужд подстанции, а так же их мощность представлена в таблице 8.1. Для обеспечения нормального режима работы указанных потребителей применяются трансформаторы собственных нужд.

Таблица 8.1 – Собственные нужды подстанции

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт
1	Устройства охлаждения трансформаторов	7
2	Устройства подогрева выключателей и приводов	4
3	КРУ 35 кВ	10
4	КРУ 6 кВ	12
5	Подогрев приводов разъединителей	8
6	Отопление, освещение КРУ	16
7	Вентиляция	16
8	Освещение ОРУ	6
9	Зарядно-подзарядные агрегаты	45
10	Маслохозяйство	78
Итого		202

Определим полную мощность собственных нужд по формуле:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = \frac{202}{0,9} = 224 \text{ КВА}.$$

Определим расчетную активную мощность, приходящуюся на один ТСН, учитывая, что коэффициент загрузки должен быть не более 0,7.

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 224 \cdot 0,7 = 156,8 \text{ КВА}.$$

На основании вышеизложенных данных выберем два сухих трансформатора 2хТМГ-160/6/0,4 кВ.

## 9 Расчет заземления подстанции

«Основной величиной для расчета заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше производится предельно допустимому напряжению прикосновения и по допустимому сопротивлению заземления ( $R_3=0,5 \text{ Ом}$ )» [6, с.85].

Тип грунта – супесок, климатическая зона – первая [I], грунт супесок удельное сопротивление составит  $\rho_{cp} = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ . Размеры подстанции 80x90 м, площадь  $S = 8400 \text{ м}^2$ , глубину заложения электродов примем  $t = 0,5\text{м}$ .

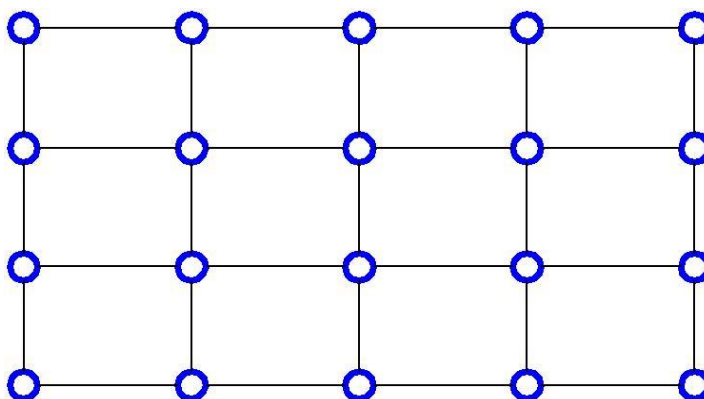


Рисунок 9.1 – Схема заземляющего устройства

По [6, с. 97] находим допустимое напряжение прикосновения

$U_{пр.доп.} = 500 \text{ В}$  для  $\tau = t_{p.з} + t_{c.в} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$  длительность

воздействия. Определяем разность потенциалов заземлителя:

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп.}}{k_n} = \frac{500}{0,153} = 3268 \text{ В},$$

где  $k_n$  - коэффициент напряжения прикосновения; для сложных заземлителей определяется по формуле:

$$k_n = \frac{M\beta}{\frac{l_B l_\Gamma}{a\sqrt{S}}^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,85}{\frac{5 \cdot 1560}{10 \cdot \sqrt{8400}}^{0,45}} = 0,154,$$

где  $L_B = 5$  м - длина вертикального заземлителя, м;

$L_T = 1560$  м - длина заземлителей по горизонтали, м;

$a = 10$  м – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S = 8400$  м<sup>2</sup> – площадь заземляющего устройства, м<sup>2</sup>;

$M = 0,5$  – параметр, зависящий от  $\rho_1 / \rho_2$  в соответствии с [6, с.96]

$\beta$  – коэффициент сопротивления тела человека  $R_u$  и растекания тока от ступней  $R_c$ :

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 120} = 0,85$$

Для расчетов принимается:  $R_u = 1000$  Ом,  $R_c = 1000$  Ом,  $R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с.}$ ,

где  $\rho_{в.с.}$  – удельное сопротивление верхнего слоя земли  $\rho_{в.с.} = 120$  Ом·м.

«Поскольку,  $U_3 = I_3 \cdot R_3$ , сопротивление заземляющего устройства должно быть, Ом:

$$R_{3.дон} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{3268}{7240} = 0,451 \text{ Ом},$$

где:  $I_3$  - расчетный ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.  $I_3 = 7,24$  кА»

[6].

Определим общее сопротивление сложного заземлителя, Ом:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_T + L_B};$$

Вычислим число ячеек по сторонам условного квадрата:

$$m = \frac{L_T}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{1560}{2\sqrt{8400}} - 1 = 7,51 \approx 8;$$

Длина полос в расчетной модели:

$$L_T' = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{8400} \cdot (8 + 1) = 1650 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{8400}}{8} = 11,4 \text{ м.}$$

«Число вертикальных заземлителей при их расположении по периметру» [6, с.92]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{\sqrt{8400} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 58,7 \approx 59$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей:

$$L_{g\Sigma} = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 59 = 295 \text{ м}$$

Относительная глубина вертикальных электродов для погружения:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{8400}} = 0,074 < 0,1,$$

тогда:

$$A = H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = 0,074 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{8400}} = 0,055.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B} = 0,055 \cdot \frac{120}{\sqrt{8400}} + \frac{120}{1470 + 295} = 0,157 \text{ Ом},$$

что меньше  $R_{3,\text{доп}} = 0,451 \text{ Ом}$ .

Определим напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{II}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,147 \cdot 7240 \cdot 0,157 = 167,1 \text{ В},$$

Что меньше допустимого значения 500 В.

Это означает, что данная схема применима для организации заземления на рассчитываемой подстанции.

## 10 Расчет молниезащиты подстанции

Молниезащита это комплекс, который используется на подстанции для защиты зданий и оборудования от повреждений, вызванные ударами молний. Устройством защиты от прямых ударов молний называется комплекс, который состоит из токоотводов, заземлителей и молниеприемников.

Молниезащита подстанции будет производиться при помощи отдельно стоящих молниеотводов СМ-20 высотой 20 м.

«Надежность защиты примем равной 0,99, тогда» [6, с.103]:

$$h_0 = 0,8 \cdot h, r_0 = 0,8 \cdot h,$$

Высота электродов 1 и 2, которые устанавливаются на трансформаторные порталы  $h_1 = h_2 = 20$  м. Высота защищаемых объектов равна  $h_x = 8$  м, «Тогда:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16,$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16,$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0} = \frac{16 \cdot 16 - 8}{16} = 8 \text{ м},$$

где:  $h_0$  – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;  $h_x$  – высота защищаемого сооружения, м;  $r_0, r_x$  – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м.» [6].

Для участка ремонтной перемычки и разъединителей на стороне 110 кВ при высоте защищаемых объектов 8 м, защищаемый радиус составляет:

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0} = \frac{16 \cdot 16 - 8}{16} = 8 \text{ м},$$

На данном участке применим четыре молниеотвода СМ-20.

Для защиты от ударов молний зданий, используемые для КРУ, применим один молниеотвод СМ–20. Рассчитаем защищаемый радиус при высоте КРУ 5м.

$$r_{x7} = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0} = \frac{16 \cdot 16 - 5}{16} = 15,68 \text{ м}.$$

## 11 Релейная защита

При различных обстоятельствах в процессе возникновения короткого замыкания электрические аппараты, электрооборудование и изоляции токоведущих частей могут получить различного рода ущерб, влияющий на нормальный режим работы техники, вплоть до полного выхода ее из строя. Чтобы предотвратить это применяется релейная защита.

### Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора на основе защиты СИРИУС-ТЗ

Для понижения рабочего тока до малых значений были выбраны трансформаторы тока: для высокой стороны ТОГФ-110-300/5, для средней стороны ТОЛ-СЭЩ 35-500/5, для низкой стороны ТОЛ-СЭЩ 10-2000/5.

Определим первичное значение тока на высокой стороне силового трансформатора по формуле:

$$I_{пер.ном.ВН} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А},$$

На средней стороне:

$$I_{пер.ном.СН} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 249,6 \text{ А},$$

На низкой стороне:

$$I_{пер.ном.НН} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1399,6 \text{ А}$$

Определим вторичный ток высокой стороны силового трансформатора по формуле:

$$I_{втор.ном.ВН} = \frac{I_{пер.ном.ВН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{80,3 \cdot 1}{60} = 1,34 \text{ А},$$

где:  $K_{сх}$  – значение коэффициента схемы;

$K_1$  – значение коэффициента трансформации ТТ.

На средней стороне вторичный ток равен:

$$I_{\text{втор.ном.СН}} = \frac{I_{\text{перв.ном.СН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{249,6 \cdot 1}{100} = 2,49 \text{ А},$$

На низкой стороне вторичный ток равен:

$$I_{\text{втор.ном.НН}} = \frac{I_{\text{перв.ном.НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{1399,6 \cdot \sqrt{3}}{400} = 6,06 \text{ А}.$$

За базисные токи принимаются полученные значения  $I_{\text{втор.ном.}}$  для соответствующих сторон трансформатора и задаются с помощью уставок « $I_{\text{баз.ВН}}$ », « $I_{\text{баз.СН}}$ » и « $I_{\text{баз.НН}}$ ».

Данные базисные токи проходят проверку на попадание в допустимый диапазон выравнивания, который определяется номинальных входом устройств; диапазон выравнивания: 1,01-10А.

«Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения  $I_{\text{Д1}} / I_{\text{баз}}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты, следует стремиться к тому, чтобы иметь уставку срабатывания в диапазоне от 0,3 до 1,0» [9, с. 15].

Определим расчетный ток небаланса, который поражается сквозным током, по формуле:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{дооб}}) \cdot I_{\text{сквоз}}$$

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

Принимаем базовую уставку  $I_{\text{Д1}} / I_{\text{баз}}$  равной 0,3.

«Определим значение коэффициента снижения тормозного тока по формуле» [9, с. 16]:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{дооб}})} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77.$$

«Коэффициент торможения в процентах рассчитывается по формуле» [9, с. 16]:

$$K_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{дооб}})}{K_{\text{сн.т}}} \cdot 100\% ,$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{0,52}{0,77} \cdot 100\% = 67,5\% \approx 68\%$$

Рассчитаем первую точку излома и выберем вторую:

$$\frac{I_{T1}}{I_n} = \frac{I_{Д1} / I_H}{K_{\text{торм}}} \cdot 100 = \frac{0,3}{68} \cdot 100 = 0,44$$

Из рекомендуемого диапазона от 1 до 2 принимаем значение уставки второй точки  $\frac{I_{T2}}{I_n}$  равное 1,5.

Значение уставки блокировки по второй гармонике принимаем равной

$$\frac{I_{ДГ2}}{I_{ДГ1}} = 0,15$$

«Расчетный ток небаланса при внешнем коротком замыкании рассчитаем по формуле» [9, с. 18]:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{торм}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{кз.внеш}} ,$$

$$I_{\text{неб}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 8,5 = 4,42$$

Определяем отношение тока внешнего короткого замыкания к номинальному току трансформатора.

На стороне ВН:

$$I_{\text{КЗ.внеш.маx.ВН}} = \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{пер.ном.ВН}}} = \frac{7970}{80,3} = 99,25 ,$$

На стороне СН:

$$I_{\text{КЗ.внеш.маx.СН}} = \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{пер.ном.СН}}} = \frac{2100}{249,6} = 8,41 ,$$

На стороне НН

$$I_{\text{КЗ.внеш.маx.НН}} = \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{пер.ном.НН}}} = \frac{7580}{1399} = 5,41$$

Найдем отношение дифференциального тока к номинальному:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_n} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.внеш.маx}} ,$$

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



$K_{нб} = 0,7$  – коэффициент при вторичном токе ТТ равным 5 А.

На стороне СН:

$$\frac{I_{диф}}{I_n} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.внеш.мах} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,41 = 7,06,$$

На стороне НН:

$$\frac{I_{диф}}{I_n} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.внеш.мах} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,41 = 4,54.$$

Принимаем уставку дифференциальной отсечки  $I_{диф} / I_n$  равной 7,06

«Рассчитаем токи срабатывания защиты по формуле:

$$I_{с.з.ВН} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{в}} = 1,34 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 1,69 \text{ А},$$

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

$K_{в} = 0,95$  – коэффициент возврата» [10].

Ток срабатывания защиты на СН:

$$I_{с.з.СН} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{в}} = 2,49 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 3,14 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты на НН:

$$I_{с.з.НН} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{в}} = 6,06 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 7,65 \text{ А}$$

«Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ–2 ( $I_{д1} / I_{ном}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты» [10, с. 21]. Рекомендуемые значения уставок:  $I_{д1} / I_{ном} = 0,1; T = 10 \text{ с}$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения бакалаврской работы была исследована подстанция «Новоширокая» 110/35/6 кВ. В соответствии найденной информации была составлена общая характеристика объекта.

По известным графикам реконструируемой трансформаторной подстанции «Новоширокая» произведен расчет реальных электрических нагрузок. По рассчитанным значениям электрических нагрузок выбран силовой трансформатор ТДТН мощность которого составляет 16МВА полностью удовлетворяющий всем технико-экономическим требованиям.

Были рассчитаны токи короткого замыкания, впоследствии чего, было выявлено, что на высокой стороне напряжения 110 кВ самым опасным является двухфазное короткое замыкание на землю, а на сторонах 35 кВ и 6 кВ трехфазное короткое замыкание является наибольшим.

Для обеспечения надежного и качественного снабжения потребителей электроэнергией, к данному трансформатору по рассчитанным токам было подобрано современное электрическое оборудование: выключатели ВВН-110-31,5/2500, ВВУ-35-20/1000 и ВВУ-10-31,5/2500; разъединители РГП-110-1250; трансформаторы тока ТОГФ-110-300/5, ТОЛ-35-500/5, ТОЛ-10-2000/5; трансформаторы напряжения ЗНОЛ -35 кВ, НАЛИ-6 кВ. Для управления цепями подстанции был выбран постоянный оперативный ток. Рассчитаны данные для выбора схемы заземления, которая способна обеспечить безопасность персонала, обслуживающего подстанцию «Новоширокая». Для молниезащиты подстанции были приняты к установке молниеотводы СМ-20. В конечном итоге работы был произведен расчет релейной защиты.

Сформированы электрическая схема и план с разрезом подстанции «Новоширокая», которые позволяют наиболее полно осознать компоновку подстанции и размещение основного оборудования, а также связь между его токопроводящими частями.

В результате выпускной квалификационной работы, была получена подстанция, которая удовлетворяет всем современным требованиям и нормам эксплуатации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 РФ. Росстандарт. СТО 56947007-29.240.30.010-2015. Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. [Текст]; Москва : Издательство стандартов, 2015. 96 с.
- 2 РФ. Росстандарт. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС); Москва : Издательство стандартов, 2017. 96 с.
- 3 Данные энергетической системы России [Электронный ресурс] Системный оператор единой энергетической системы от 10.12.2018. URL: <http://www.so-cdu.ru/index.php?id=ees> (дата обращения: 05.03.2019).
- 4 Каталог электрооборудования [Электронный ресурс] производитель электротехнического оборудования «Самара Электрощит» от 1.07.2015. URL: <https://electroshield.ru/catalog/> (дата обращения: 05.03.2019).
- 5 Каталог электрооборудования [Электронный ресурс] производитель электротехнического оборудования «Volten group» от 10.02.2016. URL: <https://volttten.com/> (дата обращения: 05.03.2019).
- 6 Степкина Ю. В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования; Тольятти: ТГУ: 2015. 123 с.
- 7 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для среднего профессионального образования; Москва: Издательский центр «Академия»: 2016. 448 с.
- 8 Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: учебное пособие; Москва: НЦ ЭНАС: 2017. 163 с.
- 9 Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для среднего профессионального образования; Москва: Издательский центр «Академия»: 2015. 282с.

10 Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс]: ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 25.04.2019).

11 Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс]: ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 25.03.2019).

12 ГОСТ 14209-15. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Москва: Издательство стандартов, 2015. 38 с.

13 Морозова Н.Ю. Электротехника и электроника: учебное пособие для вузов; Москва: Издательский центр «Академия»: 2016. 288 с.

14 Крючков И. П. Расчет коротких замыканий: учебное пособие для вузов; Москва: Издательский центр «Академия»: 2015. 160 с.

15 Правила устройств электроустановок (ПУЭ); Москва: Издательский центр «Норматика»: 2017. 704 с.

16 Olsen, T. Use of Latched Contactors to Switch Transformers // Siemens MV. 2016. [Электронный ресурс]. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/> (дата обращения: 26.03.2019)

17 Ganesan, S. Selection of current transformers & wire sizing in substations // ABB Inc. 2016. [Электронный ресурс]. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/downloadcenter/books-and-guides/power-substations/current-transformers-wire-sizing> (дата обращения: 26.03.2019).

18 Development and Uncertainty Evaluation of Calibrating System for Digital Energy Setting [Электронный ресурс]. URL: <https://doaj.org/article/52ebfcf90f6346f298ea> (дата обращения 22.05.2019)

19 Influences of Traction Load Shock on Artificial Partial Discharge Faults within Traction Transformer – [Электронный ресурс]. URL: <https://doaj.org/article/4c9e55538d224712894fb9f32c644e1f> (дата обращения 20.04.2019).

20 Study on Tower Models for EHV Transmission Line [Электронный ресурс]. URL: <https://doaj.org/article/d22d5b7328cf4> (дата обращения 19.04.2019)