

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ «Выселки»

Студент(ка)

Д.Р. Залялиев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена проектированию электрической части понизительной двухтрансформаторной подстанции «Выселки» с установленными трансформаторами ТДН-25000/110/10-У1.

В данной работе разобраны и использованы основные методики, используемые при проектировании электрической части подстанции и приведены основные нормативные документы, на основании которых приняты решения по выбору и расчету оборудования.

Произведен расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов, выбор электрической схемы подстанции, произведен расчет токов коротких замыканий в номинальном режиме работы энергосистемы, произведен выбор оборудования.

Выбраны элементы релейной защиты. Определен оперативный ток. Рассчитаны собственные нужды подстанции. Определена система измерений на подстанции. Выполнен расчет заземлений и молниезащиты.

Графическая часть выпускной квалификационной работы включает в себя главную электрическую схему подстанции, генеральный план подстанции, разрезы подстанции, план системы заземления и молниезащиты, чертежи шкафов КРУ-СЭЩ-63 и КРУ-СЭЩ-61.

Выпускная квалификационная работа содержит 60 страниц, 8 рисунков, 32 таблицы.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчет электрических нагрузок подстанции 110/10 кВ	6
2 Выбор силовых трансформаторов.....	8
3 Выбор электрической схемы подстанции.....	13
4 Расчет токов коротких замыканий.....	14
4.1 Расчет токов симметричных коротких замыканий.....	14
4.2 Расчет токов несимметричных коротких замыканий.....	17
5 Выбор и расчет оборудования подстанции 110/10 «Выселки».....	21
5.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	21
5.2 Выбор высоковольтных разъединителей на напряжение 110 кВ	24
5.3 Выбор измерительных трансформаторов.....	25
5.4 Выбор гибких шин и токопроводов.....	29
5.5 Выбор изоляторов.....	37
5.6 Выбор кабелей 10 кВ.....	39
5.7 Выбор предохранителей на напряжение 10 кВ	40
6 Релейная защита и выбор оперативного тока.....	41
6.1 Защиты, используемые на подстанции.....	41
6.2 Защиты силового трансформатора.....	41
6.3 Выбор оперативного тока.....	44
7 Собственные нужды подстанции.....	45
8 Система измерений на подстанции.....	47
9 Расчет заземления подстанции.....	49
10 Молниезащита подстанции.....	51
Заключение.....	53
Список использованных источников.....	55
Приложение А.....	60
Приложение Б.....	63
Приложение В.....	65

Введение

В сельском поселении Выселки, расположенном вблизи г. Тольятти, численность населения в 2015 году составила 3144 человек. Согласно стратегии социально-экономического развития с.п. Выселки до 2025 года [6] запланировано строительство жилых районов, рост численности населения до 40220 человек, развитие инженерной инфраструктуры.

На данный момент электроснабжение с.п. Выселки осуществляется от трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Русские выселки». Имеющей два трансформатора мощностью по 4 МВА каждый. На данной подстанции в настоящее время нет резервных мощностей. Согласно [6] для электроснабжения с.п. Выселки планируется строительство понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ в срок до 2025 г. Питание новой подстанции будет осуществляться по двухцепной воздушной линии 110 кВ ЗАО «Энергетика и Связь Строительства», присоединенной отпайкой к воздушной линии «Стройбаза 1,2». Потребители, которые планируется запитать от новой подстанции принадлежат первой, второй и третьей категориям электроснабжения [6].

При проектировании электрической подстанции необходимо учитывать ее тип и категорию потребителей по надежности электроснабжения. Также для правильного функционирования подстанции необходимо выбрать соответствующее оборудование, при этом учитывать возможность возникновения повреждений аварийного характера, приводящих к перегреву обмоток изоляции трансформаторов [28] и токоведущих частей остального оборудования. Короткие замыкания приводят к сильным термическим [32] и электродинамическим воздействиям [29]. При установке оборудования необходимо учитывать минимальные расстояния между токоведущими частями. Для защиты от ненормальных режимов и аварий необходимо предусмотреть релейную защиту и автоматику. Нередко возникает опасность перенапряжений [31], для защиты от которых необходимо устанавливать соответствующее оборудование.

Все вышеперечисленные требования представляют собой комплекс задач,

с которыми можно столкнуться при проектировании подстанции.

Однако правильные решения данных задач обеспечивают надежное функционирование не только одной подстанции, но и всей электроэнергетической системы в целом.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование электрической части понизительной подстанции для электроснабжения потребителей первой, второй и третьей категории.

Задачи:

- Проанализировать литературу о нормах проектирования электрических подстанций;
- Провести расчет электрических нагрузок подстанции;
- Выполнить выбор электрической схемы подстанции;
- Произвести расчет токов коротких замыканий;
- Выбрать оборудования подстанции;
- Выбрать релейную защиту на подстанции;
- Выполнить расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Объектом проектирования является понизительная трансформаторная подстанция «Выселки» 110/10 кВ.

1 Расчет электрических нагрузок подстанции 110/10 кВ

Расчет нагрузок производился согласно [12]. Значения расчетной активной и полной мощности, необходимые для электроснабжения с.п. Выселки рассчитаны при использовании [6]. Использован метод удельного расчета коммунально-бытовой электрической нагрузки одного человека и количество человек, которое планируется заселить до 2025 года. Значения расчетной активной и полной мощности представлены в [6].

Для расчета электрических нагрузок взят график годовых нагрузок по продолжительности из [12], представленный в приложении А. Данный график построен при использовании значения максимальной нагрузки P_{\max} , кВт, взятой из [6]. По данному графику нагрузки, рассчитано значение потребляемой электроэнергии $W_{\text{пс}}$ для потребителей сельского поселения Выселки по формуле:

$$W_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^n P_i(t) \cdot t_i, \quad (1.1)$$

где P_i - значение активной мощности на i -ой ступени графика электрических нагрузок, МВт;

t_i – продолжительность i -ой ступени графика нагрузок, ч.

$$W_{\text{пс}} = 20,6 \cdot 2000 + 16,48 \cdot 2631 + 12,36 \cdot 2369 + 6,25 \cdot 1760 = 125315 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Продолжительность потребления максимума активной мощности T_M , ч, рассчитана по формуле:

$$T_M = W_{\text{пс}} / P_{\max} \quad (1.2)$$

$$T_M = 125315 / 20,6 = 6083 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения $K_{\text{зап}}$ графика активной электрической нагрузки рассчитан по формуле:

$$K_{\text{зап}} = T_M / 8760 \quad (1.3)$$

$$K_{\text{зап}} = 6083 / 8760 = 0,694.$$

Коэффициент мощности потребителей согласно [6] равен $\cos\varphi=0,92$. По известным значениям активной мощности на каждой ступени графика нагрузок (Приложение А, рисунок А.1), продолжительности каждой ступени и коэффициента мощности составлен годовой упорядоченный график потребления полной мощности, представленный в приложении А (рисунок А.2).

Значение полной мощности S_i , МВА, на i -ой ступени графика электрических нагрузок рассчитано по формуле:

$$S_i = P_i / \cos \varphi \quad (1.4)$$

$$S_1 = 20,6 / 0,92 = 22,4 \text{ МВА};$$

$$S_2 = 16,48 / 0,92 = 17,913 \text{ МВА};$$

$$S_3 = 12,36 / 0,92 = 13,435 \text{ МВА};$$

$$S_4 = 6,52 / 0,92 = 7,087 \text{ МВА};$$

Значение наибольшей суммарной полной мощности потребителей равно $S_{\text{пс max}} = 22,4 \text{ МВА}$, взятое из [6].

2 Выбор силовых трансформаторов

Расчет произведен согласно методике, представленной в [12]. Потребители по надежности электроснабжения относятся к первой, второй и третьей категории. Согласно [3], на подстанции решено установить два силовых трансформатора. Расчетная номинальная мощность $S_{\text{рас. ном. т}}$ каждого трансформатора определена по формуле:

$$S_{\text{рас. ном. т}} = 0,7 \cdot S_{\text{ис макс}}, \quad (2.1)$$

$$S_{\text{рас. ном. т}} = 0,7 \cdot 22,4 = 15,68 \text{ МВА} = 15680 \text{ кВА}.$$

Согласно значению расчетной номинальной мощности для сравнения выбрано два трансформатора ТДН-16000/110/10-У1 и ТРДН-25000/110/10-У1 [23].

Далее произведен анализ трансформатора ТДН-16000/110/10-У1.

В режиме холостого хода потери реактивной мощности Q_x , квар, рассчитаны по формуле:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном. т}}, \quad (2.2)$$

где I_{xx} – ток в режиме холостого хода трансформатора, %;

$S_{\text{ном. т}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА.

$$Q_x = \frac{0,30}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ квар}.$$

Приведенные потери мощности трансформатора P'_x , кВт в режиме холостого хода рассчитаны по формуле:

$$P'_x = P_x + k_{\text{ип}} \cdot Q_x, \quad (2.3)$$

где ΔP_x – активные потери в режиме холостого хода, кВт;

$k_{ип}$ – коэффициент изменения потерь, принимается равным 0,05, кВт/квар.

$$P'_x = 12 + 0,05 \cdot 0,48 = 14,4 \text{ кВт.}$$

Коэффициент k_3 , показывающий загрузку трансформатора при выведении в ремонт второго, рассчитан по формуле:

$$k_3 = S_{нагр} / S_{ном.т.} \quad (2.4)$$

где $S_{нагр} = S_{пс \max}$ нагрузка на один силовой трансформатор, кВА.

$$k_3 = 22400 / 16000 = 1,4.$$

Потери реактивной мощности трансформатора Q_k , квар, при проведении опыта короткого замыкания рассчитаны по формуле:

$$Q_k = \frac{u_k}{100} \cdot S_{ном.т.} \quad (2.5)$$

где u_k – напряжение на выводах трансформатора при проведении опыта короткого замыкания, %;

$$Q_k = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ квар.}$$

В режиме короткого замыкания приведенные потери мощности трансформатора P'_k , кВт, рассчитаны по формуле:

$$P'_k = P_k + k_{ип} \cdot Q_k, \quad (2.6)$$

где ΔP_k – потери мощности при проведении опыта короткого замыкания, кВт,

$$P'_k = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери P'_T , кВт, активной мощности рассчитаны по формуле:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_k, \quad (2.7)$$

$$P'_T = 14,4 + 1,4^2 \cdot 167 = 341,72 \text{ кВт.}$$

При использовании годовых графиков нагрузки для обмоток высшего напряжения силовых трансформаторов рассчитаны потери активной электрической энергии $\Delta W_{пс}$, кВт·ч, по формуле:

$$\Delta W_{пс} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^k n_i \cdot P \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot \kappa_{3i}^2 \cdot T_i \right), \quad (2.8)$$

где ΔW_{xi} – потери энергии холостого хода, кВт·ч;

ΔW_{ki} – потери энергии короткого замыкания, кВт·ч;

i – номер ступени графика нагрузок (рисунок 1.2);

T_i – продолжительность i -ой ступени, ч;

n_i – количество работающих трансформаторов на подстанции на i -ой ступени графика нагрузок (рисунок А.2), шт.;

κ_{3i} – коэффициент загрузки для i -ой ступени на обмотках напряжением 110 кВ, рассчитываемый по формуле:

$$\kappa_{3i} = S_{vi} / S_{номТ}, \quad (2.9)$$

где S_{vi} – нагрузка на обмотку высшего напряжения на i -ой ступени графика нагрузок (рисунок А.2).

Потери электрической энергии рассчитаны по формуле (2.8) в программе Microsoft Office Excel 2003. Результаты расчетов представлены в приложении А. $\Delta W_{\text{пс}}=1023275$ кВт·ч. Рассчитана стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_{\text{э}}$, руб./кВт·ч, по формуле:

$$C_{\text{э}} = \frac{12 \cdot \alpha}{T_{\text{м}}} + \beta \quad (2.10)$$

где α и β – основная и дополнительные ставки двухставочного тарифа, $\alpha=893,58$ руб./кВт·мес, $\beta=0,441$ руб./кВт·ч.

$$C_{\text{э}} = \frac{12 \cdot 893,58}{6083} + 0,441 = 2,204 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Затраты на годовые потери электрической энергии $I_{\text{э}}$, руб., в силовых трансформаторах рассчитаны по формуле:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}}. \quad (2.11)$$

$$I_{\text{э}} = 1023275 \cdot 2,204 = 2255000 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления $I_{\text{о}}$, руб., рассчитаны по формуле:

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (2.12)$$

где $p_{\text{сум}}=0,094$ – коэффициент отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание;

$K=17542400$ руб. – стоимость двух трансформаторов ТДН-16000/110/10-У1.

$$I_{\text{о}} = 0,094 \cdot 17542400 = 1649000 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты $Z_{пр}$, руб., на установку двух трансформаторов марки ТДН-16000/110/10-У1 рассчитаны по формуле:

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + I_o \cdot I_{\phi}, \quad (2.13)$$

где $E_n=0,125$ нормативно-дисконтный коэффициент.

$$Z_{пр} = 0,125 \cdot 17542400 + 1074439 + 2255000 = 6097000 \text{ руб.}$$

Далее произведен анализ трансформатора ТДН-25000/110/10-У1.

Расчет потерь активной мощности, реактивной мощности и потерь электроэнергии в трансформаторе рассчитывался по методике, изложенной в [12], аналогично как для трансформатора ТДН-16000/110/10-У1. Результаты расчетов представлены в приложении А. Приведенные затраты на установку трансформатора марки ТДН-16000/110-У1 меньше, чем затраты на установку трансформатора марки ТДН-25000/110/10-У1. Однако, потери электроэнергии в трансформаторе ТДН-25000/110/10-У1 меньше. Трансформатор ТДН-16000/110/10-У1 при выводе в ремонт второго, работает с коэффициентом загрузки 1.4. Время работы трансформатора при таком коэффициенте загрузки имеет ограничение согласно [1]. К тому же в режиме перегрузки ускоряются процессы старения масла [30], сокращается срок службы трансформаторов. Кроме того, к подстанции планируется подключение нового потребителя - производственной базы, расположенной рядом с с.п. «Выселки». Следовательно, к установке принимаются трансформаторы ТДН-25000/110/10-У1.

3 Выбор электрической схемы подстанции

Проектируемая подстанция является ответвительной. Питание подстанции осуществляется отпайкой от двухцепной воздушной линии, состоящей из цепей «Стройбаза 1» и «Стройбаза 2». Часть воздушной линии, начиная с отпайки и до подстанции, принадлежит ЗАО «Энергетика и связь строительства». Данная организация планирует обеспечить электроснабжение с.п. «Выселки» путем установки ответвительной подстанции 110 кВ. Согласно [5], для данной подстанции должна быть применена схема 110-4Н, однако по требованию ЗАО «Энергетика и связь строительства» необходимо вести технический учет электроэнергии на каждой цепи воздушной линии, с которой подстанция получает питание. Поэтому для подключения измерительных приборов перед ремонтной переключкой установлены трансформаторы тока. Упрощенная принципиальная схема подстанции изображена на рисунке 3.1.

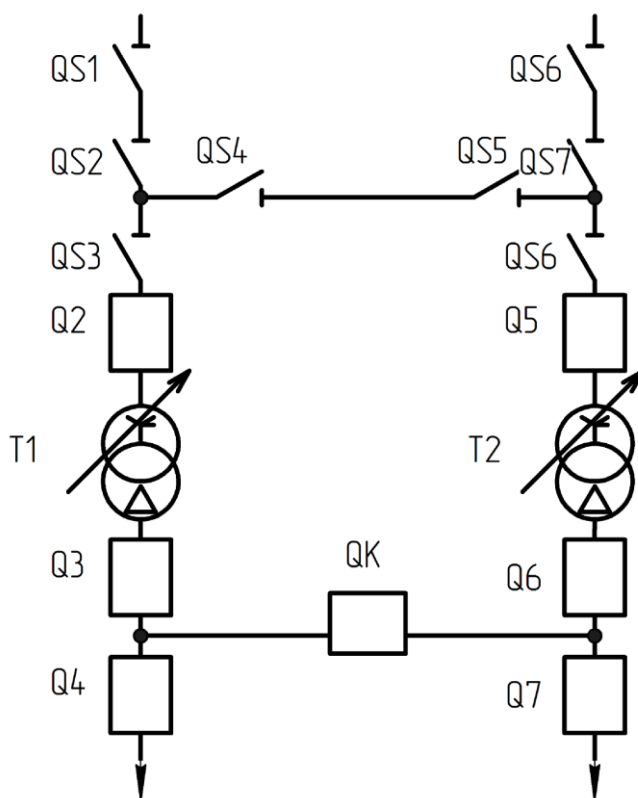


Рисунок 3.1 – Упрощенная принципиальная схема подстанции

4 Расчет токов коротких замыканий

4.1 Расчет токов симметричных коротких замыканий

Расчет токов коротких замыкания произведен согласно методикам, представленным в [2,4]. Для расчетов выбраны наиболее тяжелые условия, когда токи короткого замыкания имеют наибольшее значение. Данные условия могут быть получены при выводе в ремонт одного из трансформаторов и питании потребителей через один трансформатор. Секционный выключатель со стороны низшего напряжения силовых трансформаторов при таком режиме включен для обеспечения электроснабжения всех потребителей. Расчетная схема для определения токов короткого замыкания в точках К1 и К2 представлена на рисунке 4.1. Воздушные линии W1 и W3 выполнены проводами АС-240 и имеют длину 29 км. Воздушные линии W2 и W4 выполнены проводами АС-150 длиной 3,6 км [7]. Воздушные линии имеют стальные грозотросы. В качестве независимого базисного напряжения приняли среднее номинальное напряжение на аварийных ступенях напряжения. В качестве независимой базисной мощности приняли мощность $S_{\sigma} = 1000$ МВА. Сверхпереходная ЭДС системы в относительных единицах, приведенных к базисной мощности равна $E_{*C(\sigma)} = 1$. Дальнейшие расчеты параметров ведутся в относительных единицах, приведенных к базисной мощности. Реактивные сопротивления системы $X_{*C(\sigma)}$, трансформатора $X_{*T(\sigma)}$, линий электропередач $X_{*W(\sigma)}$ рассчитаны по формулам:

$$X_{*C(\sigma)} = \frac{S_{\sigma}}{S_k}; \quad (4.1)$$

где S_k - мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА;

$$X_{*T(\sigma)} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{номТ}}}; \quad (4.2)$$

$$X_{*W(\delta)} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_\delta}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (4.3)$$

где X_0 - удельное сопротивление одной цепи линии, Ом/км, взято из [4].

L - длина одной цепи линии, км;

$U_{\text{ном}}$ - средненоминальное напряжение линии, кВ.

$$X_{*C(\delta)} = \frac{1000}{4980} = 0,201;$$

$$X_{*T(\delta)} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2;$$

$$X_{*W1(\delta)} = X_{*W2(\delta)} = 0,405 \cdot 29 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,888;$$

$$X_{*W3(\delta)} = X_{*W4(\delta)} = 0,42 \cdot 3,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,114;$$

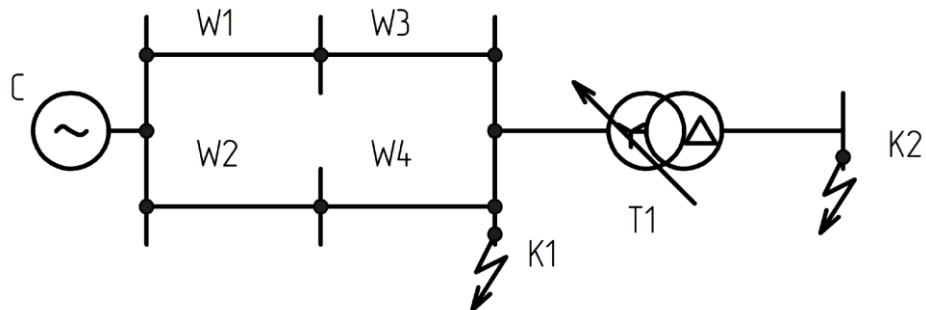


Рисунок 4.1 – Расчетная схема с точками короткого замыкания

Схема замещения для расчетов токов трехфазных коротких замыкания представлена на рисунке 4.2.

Результирующее реактивное сопротивление $X_{*\Sigma(\delta)}$ для расчета тока короткого замыкания в точке K1 рассчитано по формуле:

$$X_{*\Sigma(\delta)} = X_{*C(\delta)} + \frac{X_{*W1(\delta)}}{2} + \frac{X_{*W3(\delta)}}{2}; \quad (4.4)$$

$$X_{*\Sigma K1(\delta)} = 0,201 + \frac{0,888}{2} + \frac{114}{2} = 0,702$$

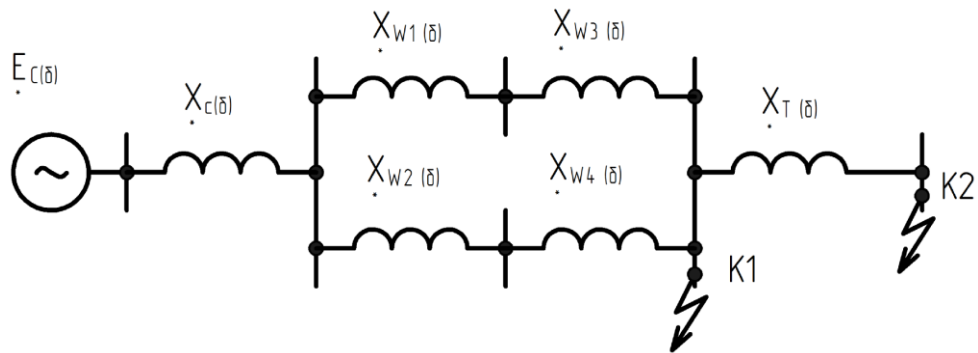


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчетов токов коротких замыканий

Значение периодической слагающей тока симметричного (трехфазного) короткого замыкания в момент аварии I_k , рассчитан по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_{*C(\delta)}}{X_{*\Sigma K1(\delta)}} \cdot \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (4.5)$$

$$I_k^{(3)} = \frac{1}{0,702} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,151 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент $k_{уд}$ в точке K1 рассчитан по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a,r}}}, \quad (4.6)$$

где $T_{aK1} = 0,02$ с - постоянная времени, за которое аperiodическая слагающая уменьшится в e раз, взята из [9].

$$k_{уд K1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 1,608.$$

Ударный ток в точке K1 $i_{уд}$, кА, рассчитан по формуле:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{к}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (4.7)$$

$$i_{уд\ K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 7,151 \cdot 1,608 = 16,248 \text{ кА.}$$

Токи симметричного (короткого) короткого замыкания в точке К2 рассчитали аналогично расчетам для точки К1. Результаты расчетов токов трехфазных коротких замыканий сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчетов токов трехфазных коротких замыканий

Расчетная точка	$I_{к}^{(3)}$, кА	$i_{уд\ K1}^{(3)}$, кА	$X_{*\Sigma(б)}$	T_a , с	$K_{уд}$
К1	7,151	16,248	0,702	0,02	1,608
К2	11,217	28,217	4,902	0,04	1,779

4.2 Расчет токов несимметричных коротких замыканий

Расчет несимметричных коротких замыканий произведен с помощью метода несимметричных составляющих, изложенном в [4, 9, 11]. Схема замещения прямой последовательности для расчетов несимметричных коротких замыканий к точке К1 представлена на рисунке 4.3. Результирующее сопротивление прямой последовательности $X_{*1\Sigma K1(б)}$ равно результирующему сопротивлению обратной последовательности $X_{*2\Sigma K1(б)}$. Сопротивление нулевой последовательности системы $X_{*0C(б)}$, трансформатора $X_{*0T(б)}$ равны их сопротивлениям прямой последовательности, рассчитанным при определении трехфазных коротких замыканий. Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий рассчитаны по формуле:

$$X_{*0W(б)} = 4,7 \cdot X_{*W(б)}; \quad (4.8)$$

$$X_{*0W1(б)} = 4,7 \cdot 0,888 = 4,174;$$

$$X_{*0W3(б)} = 4,7 \cdot 0,114 = 0,537;$$

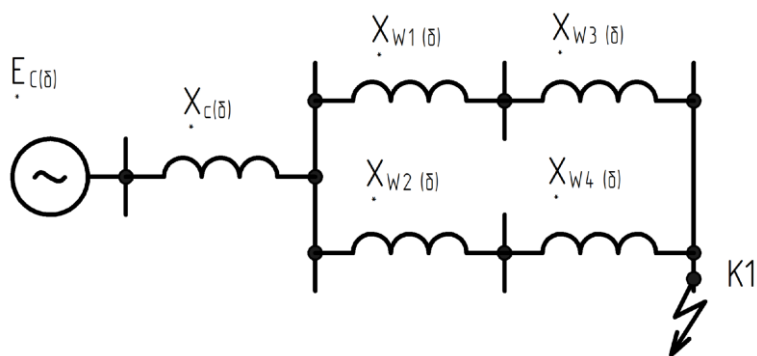


Рисунок 4.3 – Схема замещения прямой последовательности для расчетов токов несимметричных коротких замыканий в точке К1

Схема замещения обратной последовательности для расчетов несимметричных коротких замыканий к точке К1 представлена на рисунке 4.4.

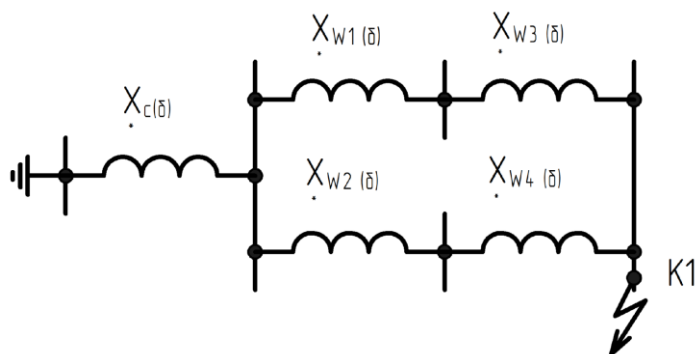


Рисунок 4.4 - Схема замещения обратной последовательности для расчетов токов несимметричных коротких замыканий в точке К1

Схема замещения нулевой последовательности для расчетов несимметричных коротких замыканий к точке К1 представлена на рисунке 4.5. Результирующее сопротивление нулевой последовательности $X_{*0\Sigma(\delta)}$ для расчета несимметричных токов коротких замыканий в токе К1 рассчитано по формуле:

$$X_{*0\Sigma(\delta)} = \frac{\left(X_{*C(\delta)} + \frac{X_{*0W1(\delta)}}{2} + \frac{X_{*0W3(\delta)}}{2} \right) \cdot X_{*T(\delta)}}{\left(X_{*C(\delta)} + \frac{X_{*0W1(\delta)}}{2} + \frac{X_{*0W3(\delta)}}{2} \right) + X_{*T(\delta)}}; \quad (4.9)$$

$$X_{*0\Sigma(6)} = \frac{\left(0,207 + \frac{4,174}{2} + \frac{0,537}{2}\right) \cdot 4,2}{\left(0,207 + \frac{4,174}{2} + \frac{0,537}{2}\right) \cdot 4,2} = 1,589;$$

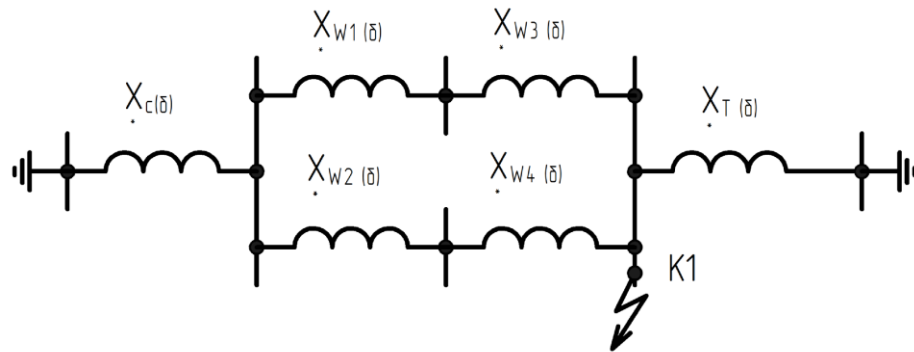


Рисунок 4.5 - Схема замещения нулевой последовательности для расчетов токов несимметричных коротких замыканий в точке К1

Добавочные реактивные сопротивления при однофазном коротком замыкании $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)}$, двухфазном коротком замыкании $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)}$ и двухфазном коротком замыкании на землю $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)}$ для точки К1, рассчитаны по формулам соответственно:

$$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)} = X_{*2\Sigma(6)} + X_{*0\Sigma(6)}; \quad (4.10)$$

$$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)} = X_{*2\Sigma(6)}; \quad (4.11)$$

$$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)} = \frac{X_{*2\Sigma(6)} \cdot X_{*0\Sigma(6)}}{X_{*2\Sigma(6)} + X_{*0\Sigma(6)}}; \quad (4.12)$$

Фазные коэффициенты $m^{(n)}$, для точки К1 рассчитаны по формулам:

$$m_{K1}^{(1)} = 3; \quad (4.13)$$

$$m_{K1}^{(2)} = \sqrt{3}; \quad (4.14)$$

$$m_{K1}^{(1.1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{*2\Sigma(6)}'' \cdot X_{*0\Sigma(6)}''}{X_{*2\Sigma(6)}'' + X_{*0\Sigma(6)}''}}; \quad (4.15)$$

Токи коротких $I_K^{(n)}$, кА, замыканий рассчитаны по формулам:

$$I_K^{(n)} = \frac{E_{*C(6)}}{X_{*\Sigma(6)} + \Delta X_{*\Sigma(6)}^{(n)}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot m^{(n)}; \quad (4.16)$$

Ударные токи $i_{уд}^{(n)}$, кА, несимметричных коротких замыканий в точке К1 рассчитаны по формулам:

$$i_{уд}^{(n)} = \sqrt{2} \cdot I_K^{(n)} \cdot K_{уд}; \quad (4.17)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.1.

Таблица Б.1 – Результаты расчетов несимметричных токов коротких замыканий

Вид короткого замыкания	Однофазное			Двухфазное			Двухфазное на землю		
	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)}$	$m^{(1)}$	$I_K^{(1)}$, кА	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)}$	$m^{(2)}$	$I_K^{(2)}$, кА	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)}$	$m^{(1.1)}$	$I_K^{(1.1)}$, кА
Значение	2,291	3	5,032	0,702	1,73	6,193	0,489	1,537	6,49

Расчет несимметричных токов коротких замыканий в точке К2 произведен аналогично точке в точке К1. Результаты расчетов представлены в приложении Б. Сопротивление нулевой последовательности равно бесконечности, так как обмотки низшего напряжения силового трансформатора соединены в треугольник.

5 Выбор и расчет оборудования подстанции 110/10 «Выселки»

5.1 Выбор высоковольтных выключателей

5.1.1 Выбор выключателя 110 кВ

Согласно [2] выбран элегазовый выключатель марки ВГТ-110-40/2000-У1 [13]. Собственное и полное время отключения выключателя равны соответственно $t_{св} = 0,038$ с и $t_{откл.в} = 0,055$ с. Время действия релейной защиты принято $t_{рз} = 0,01$ с. Произведена проверка выключателя на соответствие параметрам сети [12]. Номинальный ток и напряжение равны $I_{ном.в} = 2000$ А, $U_{ном.в} = 110$ кВ. Ток нормального режима $I_{норм}$, А, рассчитан по формуле:

$$I_{норм} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (5.1)$$

$$I_{норм} = 0,7 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 87,858 \text{ А.}$$

Возможный длительный ток $I_{дл}$, А, рассчитан с учетом перегрузки в 40% номинальной мощности устанавливаемых трансформаторов по формуле:

$$I_{дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (5.2)$$

$$I_{дл} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,72 \text{ А.}$$

$I_{дл110} \leq I_{ном. в}$. Время от момента начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов τ , с, рассчитано по формуле:

$$\tau = t_{рз} + t_{св} \text{ с,} \quad (5.3)$$

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

Содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе при $\tau=0,048$ по [9] равно $\beta=35\%$. Номинальный ток отключения $I_{откл.ном}=40$ кА. Следовательно, $I_{п0К1}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$. Аperiodической составляющая тока короткого замыкания $i_{a,\tau}$, кА, для времени $\tau=0,048$ с рассчитана по формуле:

$$i_{a,\tau К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0К1}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (5.4)$$

$$i_{a,\tau К1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 7,151 \cdot e^{-0,048/0,02} = 0,917 \text{ кА.}$$

Номинальное значение аperiodической слагающей тока короткого замыкания $i_{a,ном}$ кА, рассчитано по формуле:

$$i_{a,ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta / 100 \right) \cdot I_{откл.ном} \quad (5.5)$$

$$i_{a,ном} = \left(\sqrt{2} \cdot 35 / 100 \right) \cdot 40 = 18 \text{ кА.}$$

$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau К1}^{(3)}$. Среднеквадратическое значение предельного сквозного тока выключателя равно $I_{пр.с} = 40$ кА. Наибольший пик сквозного тока выключателя равен $i_{пр.с} = 102$ кА. $I_{пр.с} \geq I_{п0К1}^{(3)}$, $i_{пр.с} \geq i_{удК1}^{(3)}$. Расчетное время протекания тока короткого замыкания $t_{откл}$, с, рассчитано по формуле:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}; \quad (5.6)$$

$$t_{откл} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с.}$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания V_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, рассчитан по формуле:

$$V_k = \left(I_{п0К1}^{(3)} \right)^2 \cdot \left(t_{откл} + T_{aК1} \right); \quad (5.7)$$

$$V_k = 7,151^2 \cdot (0,065 + 0,02) = 4,347 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$t_{откл} \leq t_T$, следовательно, допустимый тепловой импульс $V_{к доп}$, $кА^2 \cdot с$, трехфазного тока короткого замыкания рассчитан по формуле:

$$V_{к доп} = I_T^2 \cdot t_{откл} \quad (5.8)$$

где I_T - ток термической стойкости выключателя, $кА$;

$$V_{к доп} = 40^2 \cdot 0,065 = 104 \text{ кА}^2 \cdot с.$$

Параметры выключателя имеют значения большие или равные параметрам сети, данный выключатель пригоден для установки на подстанции.

5.1.2 Выбор выключателя на напряжение 10 кВ

Для установки выключателей и другой аппаратуры на напряжение 10 кВ выбрано комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-63-У3(К-63) [15], которое размещается в модуле электротехнических блоков [16], произведенных на базе ЗАО «Группа компаний «Электрощит» ТМ Самара».

5.1.2.1 Выбор выключателя 10 кВ для установки в цепи вводов силового трансформатора и секционного выключателя 10 кВ.

Ток нормального режима $I_{норм}$, $А$, рассчитан по формуле (5.1):

$$I_{норм} = 0,7 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 962,25 \text{ А.}$$

Выбран выключатель 10 кВ марки ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000-У2 [14]. Проверка выключателя на электродинамическую стойкость, термическую стойкость, отключающую способность произведена аналогично выключателю на напряжение 110 кВ. Результаты расчетов представлены в Приложении В.

5.1.2.1 Выбор выключателя 10 кВ для линий к потребителям 10 кВ

При возникновении повреждения на одной из секций шин, данная секция

отключается, по второй секции и подключенным к ней аппаратам должна протекать расчетная мощность $S_{\text{пс max}}=22,4 \text{ МВА}=22400 \text{ кВА}$. Планируется с одной секции шин запитать 6 потребителей. Следовательно от одной секции отходят 6 линий электропередач. Ток нормального режима $I_{\text{норм}}$, А, рассчитан по формуле:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{пс max}}}{2 \cdot n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.9)$$

где n - количество отходящих линий от одной секции шин, шт;

$$I_{\text{норм}} = \frac{22400}{2 \cdot 6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 102,64 \text{ А}$$

Максимальный ток I_{max} , А, рассчитан по формуле:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{пс max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.10)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{22400}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 205,3 \text{ А}$$

Выбран выключатель 10 кВ марки ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000-У2 [14].

Проверка выключателя на электродинамическую стойкость, термическую стойкость, отключающую способность произведена аналогично выключателю на напряжение 110 кВ. Результаты расчетов представлены в Приложении В.

5.2 Выбор высоковольтных разъединителей на напряжение 110 кВ

Выбран разъединитель марки РГП-2(1)-110/1250-УХЛ1. [17]. Проверка параметров разъединителя произведена согласно методике в [12]. Длительно допустимый ток цепей 110 кВ $I_{\text{дл}}=175,72 \text{ А}$ известен из расчетов параметров выключателей. Номинальное напряжение разъединителя $U_{\text{ном,р}}=110 \text{ кВ}$. Номи-

нальный ток $I_{\text{ном.р}}=1250$ А. Среднеквадратичный предельный сквозной ток разъединителя равен $I_{\text{пр.с}}=31,5$ кА. Пик сквозного тока разъединителя равен $i_{\text{пр.с}}=80$ кА. $I_{\text{пр.с}} \geq I_{\text{п0К1}}^{(3)}$, $i_{\text{пр.с}} \geq i_{\text{удК1}}^{(3)}$. Тепловой импульс оказываемый током короткого замыкания рассчитан при проверке параметров выключателя 110 кВ : $V_{\text{к}}=4,347$ кА²·с. Допустимый тепловой импульс $V_{\text{к доп}}$, кА²·с, рассчитан по формуле (5.8):

$$V_{\text{к доп}}=40^2 \cdot 0,065=64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Параметры сети при проверке разъединителя не превышают номинальных параметров разъединителя. Следовательно, данный разъединитель может быть установлен в ОРУ-110 кВ. Номинальный ток секционного разъединителя 10 кВ, его напряжение, сквозные токи, ток термической стойкости такие как у секционного выключателя 10 кВ.

5.3 Выбор измерительных трансформаторов

5.3.1 Трансформаторы тока на напряжение 110 кВ

Выбор трансформаторов тока произведен по методике представленной в [12]. Выбран трансформатор тока марки ТРГ-110-УХЛ1 [25]. Максимальный рабочий ток $I_{\text{дл}}=175,72$ А. Первичный и вторичный номинальные токи равны: $I_{1\text{ном}}=200$ А, $I_{2\text{ном}}=5$ А. Номинальное напряжение трансформатора тока : $U_{\text{ном.ТТ}}=110$ кВ. Пик тока электродинамической стойкости равен $i_{\text{эд}}=102$ кА. $i_{\text{эд}} \geq i_{\text{удК1}}^{(3)}$. Тепловой импульс тока короткого замыкания $V_{\text{к}}$, кА²·с, рассчитан по формуле:

$$V_{\text{к}} = \left(i_{\text{п0К1}}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{\text{T}}; \quad (5.11)$$

где t_{T} – время термической стойкости, с;

$$V_{\text{к}}=7,151^2 \cdot 3= 153,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Допустимое значение интеграла Джоуля $V_{к доп}$, $кА^2 \cdot с$, трехфазного рассчитано по формуле:

$$V_{к доп} = I_T^2 \cdot t_T \quad (5.12)$$

$$V_{к доп} = 23^2 \cdot 3 = 1587 \text{ кА}^2 \cdot с;$$

Из расчетов: $V_{к доп} \geq V_{к}$ нагрузка на измерительные обмотки трансформатора тока в цепях воздушных линий 110 кВ представлена в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Нагрузка обмоток измерения трансформатора тока ТРГ-110-УХЛ1 в цепях воздушных линий 110 кВ

Класс точности вторичной обмотки 0,2S				
№ п/п	Тип прибора	Нагрузка $S_{приб}$, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	SATEC PM172	0,1	0,1	0,1
Итого $S_{приб0,2S}$		0,1	0,1	0,1
Класс точности вторичной обмотки 0,5				
№ п/п	Тип прибора	Нагрузка $S_{приб}$, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр ЦА9054	0,5	0	0
2	Ваттметр СР3020	0,07	0,07	0,07
3	ФИП-2-А	3	3	3
Итого $S_{приб0,5}$		4,2	3,7	3,7

$V_{к} < V_{к доп}$. Трансформаторы тока, установленные в цепях воздушных линий, имеют вторичные обмотки с классами точности : 0,2S, 0,5, 5P. Переходное сопротивление контактов равно $z_{пер}=0,1$ Ом [10]. Допустимая нагрузка для обмоток с классом точности 0,2S равна $z_{доп0,2S}=2$ Ом, для обмоток с классом точности 0,5 $z_{доп0,5}=1,2$ Ом, удельное сопротивление алюминия $\rho=0,0283$ Ом·мм²/м, длина соединительных проводов равна $l=65$ м. Расчет нагрузок на вторичные обмотки трансформатора произведен по [10], [12] и сведен в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет нагрузок вторичных обмоток трансформатора тока

Рассчитываемы параметр	Расчетная формула	Результаты расчетов
Сопротивление приборов $Z_{\text{приб}}$, Ом	$Z_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{2\text{ном}}^2$	$Z_{\text{приб}0,2S} = 0,1 / 5^2 = 0,0004$ Ом; $Z_{\text{приб}0,5} = I_2^2 = 4,2 / 5^2 = 0,168$ Ом.
Сопротивление проводов $Z_{\text{пр}}$, Ом	$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{доп}} - Z_{\text{пер}} - Z_{\text{приб}}$	$Z_{\text{пр}0,2S} = 2 - 0,1 - 0,0004 = 1,896$ Ом; $Z_{\text{пр}0,5S} = 1,2 - 0,1 - 0,168 = 0,932$ Ом.
Расчетная длина проводов, $l_{\text{рас}}$, м	$l_{\text{рас}} = k \cdot l$, k – коэффициент, взят из [10].	$l_{\text{рас}0,2S} = 1 \cdot 65 = 65$ м; $l_{\text{рас}0,5S} = 1 \cdot 65 = 65$ м.
Расчетное сечение проводов S , мм ²	$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{рас}}}{Z_{\text{пр}}}$,	$S_{0,2S} = \frac{0,0283 \cdot 65}{1,896} = 0,97$ мм ² ; $S_{0,5S} = \frac{0,0283 \cdot 65}{0,932} = 1,974$ мм ² .
Выбраны алюминиевые провода с сечением 4 мм ²		

5.3.2 Трансформаторы тока на напряжение 10 кВ

5.3.2.1 Трансформаторы тока в цепи вводного выключателя

Выбран трансформатор тока марки ТШЛ-СЭЦ-10-2000/5-У2 [20] по методике, представленной в [10, 12]. Максимальный рабочий ток с учетом перегрузки силовых трансформаторов на 40 % рассчитан при выборе вводных выключателей 10 кВ $I_{\text{дл}} = 1925$ А. Первичный и вторичный номинальные токи равны $I_{1\text{ном}} = 2000$ А. $I_{2\text{ном}} = 5$ А. $i_{\text{эд}} \geq i_{\text{удК1}}^{(3)}$. Вторичные обмотки с классами точности 0,2S, 0,5, 5P. Расчет параметров трансформатора произведен аналогично расчету трансформатора тока на напряжение 110 кВ, результаты представлены в приложении В. Параметры трансформатора тока удовлетворяют параметрам сети.

5.3.2.2 Трансформаторы тока в цепи секционного выключателя

Выбран трансформатор тока марки ТШЛ-СЭЦ-10-2000/5-У2 [20]. Результаты расчета и проверки трансформатора тока на соответствие параметрам сети представлены в приложении В.

5.3.2.3 Трансформаторы тока цепях линий 10 кВ к потребителям

Выбран трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЦ-10-250/5-У2 [19]. Результаты расчета и проверки трансформатора представлены в приложении В.

5.3.3 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Выбран трансформатор напряжения марки ЗНГ-110-УХЛ1 [24] по методике, представленной в [12]. Трансформатор напряжения имеет одну первичную обмотку и две основные вторичные обмотки с классами точности 0,2 и 0,5, соединенные в звезду, дополнительную вторичную обмотку с классом точности 3Р. Номинальная нагрузка на вторичную обмотку с классом точности 0,2 $S_{2ном0,2}=1000$ ВА; нагрузка на вторичную обмотку с классом точности 0,5 $S_{2ном0,5}=1000$ ВА. Номинальное напряжение трансформатора напряжения $U_{1ном}=110/\sqrt{3}$ кВ, номинальное напряжение вторичных обмоток $U_{2номв}=110/\sqrt{3}$ В. Результаты расчетов нагрузок вторичных обмоток классов точности 0,2 и 0,5 представлены в приложении В. Вторичная нагрузка обмоток с классами точности 0,2 и 0,5 трансформатора напряжения $S_{\Sigma 2}$, ВА, рассчитана по формуле:

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}; \quad (5.13)$$

$$S_{\Sigma 20,2} = \sqrt{0,021^2 + 0,117^2} = 0,119 \text{ ВА};$$

$$S_{\Sigma 20,5} = \sqrt{15,135^2 + 7,103^2} = 16,719 \text{ ВА};$$

Мощность приборов подключенных ко вторичным обмоткам класса точности 0,2 и 0,5 не превосходят номинальной.

5.3.4 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Выбран трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-СЭЦ-10-У3 [18]. Трансформатор напряжения имеет одну первичную обмотку, три вторичные обмотки с классами точности 0,2, 0,5, 3. Номинальная нагрузка на вторичную обмотку с классом точности 0,2 равна $S_{2ном0,2}=25$ ВА; нагрузка на вторичную обмотку с классом точности 0,5 равна $S_{2ном0,5}=50$ ВА. Номинальное напряжение транс-

форматора напряжения : $U_{1\text{НОМ}}=10,5/\sqrt{3}$ кВ, номинальное напряжение вторичных обмоток $U_{2\text{НОМ В}}=100/\sqrt{3}$; 100 В. Расчет мощности вторичной нагрузки произведен аналогично пункту 5.4.1 Данные о нагрузке вторичных обмоток классов точности 0,2 и 0,5 представлены в Приложении В.

5.4 Выбор шин и токопроводов

5.4.1 Выбор жестких шин

5.4.1.1 Выбор жестких шин для ОРУ 110 кВ

Расчет всех жестких шин произведен по методике, представленной в [4, 9,12]. Шины из алюминиевого сплава 1915Т, $\rho=2770$ кг/м³ - плотность сплава. Расстояние между осями проводников $a=2$ м [4]. Модуль упругости равен $E=7\cdot 10$ Па [4]. Сечение алюминиевых шин s_3 , мм², по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}=1$ А/мм², рассчитано по формуле:

$$s_3 = \frac{I_{\text{дл}}}{j_3}, \quad (5.14)$$

$$s_3 = \frac{175,72}{1} = 175,72 \text{ мм}^2.$$

Выбраны шины трубчатого сечения: наружный диаметр $D=0,03$ м, внутренний $d=0,026$ м [21]. Сечение шины $s=175,93$ мм². Минимальное значение временного сопротивления разрыву равно $\sigma_p=318$ МПА= $318\cdot 10^6$ Па. Длительно допустимый ток равен $I_{\text{дл. доп}}=575$ А. $I_{\text{дл. доп}} \geq I_{\text{дл}}$. Сечение шин по условиям термической стойкости s_{min} , мм², рассчитали по формуле:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}, \quad (5.15)$$

где $C_{\text{т}}=66$ А·с^{0,5}/мм² – коэффициент взят из [9].

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_r} = \frac{\sqrt{4347000000}}{66} = 31,6 \text{ мм}^2.$$

$s_{\min} \leq s$, шины удовлетворяют условиям термической стойкости. Произведен расчет электродинамической стойкости шин длиной пролета $l=6,8$ м. Момент инерции поперечного сечения полоски шины $J, \text{ м}^4$, рассчитан по формуле:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}; \quad (5.16)$$

$$J = \frac{\pi \cdot (0,03^4 - 0,026^4)}{64} = 1,733 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Момент сопротивления поперечного сечения шины $W, \text{ м}^3$, рассчитан по формуле:

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}; \quad (5.17)$$

$$W = \frac{\pi \cdot (0,03^4 - 0,026^4)}{32 \cdot 0,03} = 1,155 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Масса шины на единицу длины $m, \text{ кг/м}$, рассчитана по формуле:

$$m = l \cdot s \cdot \rho; \quad (5.18)$$

$$m = 1 \cdot 0,00017593 \cdot 2770 = 0,487 \text{ кг/м}.$$

Частота собственных колебаний шины $f_1, \text{ Гц}$, рассчитана по формуле:

$$f_1 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (5.19)$$

где $r_1=3,14$ – коэффициент, зависящий от шинной конструкции, взят из [4].

$$f_1 = \frac{3,14^2}{2 \cdot \pi \cdot 6,8^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1,733 \cdot 10^{-8}}{0,487}} = 1,693 \text{ Гц.}$$

$f_1 \leq 30$ Гц, механического резонанса при коротких замыканиях не возникает. Максимальная сила $F_{\max}^{(3)}$, Н, действующая на расчетную фазу В при трехфазном коротком замыкании, рассчитана по формуле:

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot 1 \cdot \left(\overset{(3)}{\underset{\text{удК1}}{\curvearrowright}} \right) \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}}, \quad (5.20)$$

где $k_{\text{расп}}=1$ - коэффициент, взаимного расположения проводников, взят из [4];
 $k_{\phi}=1$ - коэффициент формы, взят из [4].

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{2} \cdot 6,8 \cdot 16248^2 \cdot 1 \cdot 1 = 155,467 \text{ Н.}$$

Максимальное напряжение в материале шин σ_{\max} , Па, рассчитано по формуле:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot 1}{\lambda \cdot W} \cdot \eta, \quad (5.21)$$

$\lambda=8$ - коэффициент, зависящий от шин, взят из [4];
 $\eta=0,33$ - коэффициент динамической нагрузки [4].

$$\sigma_{\max} = \frac{155,467 \cdot 6,8}{8 \cdot 1,155 \cdot 10^{-6}} \cdot 0,35 = 3,755 \cdot 10^7 \text{ Па} = 40 \text{ МПа.}$$

Допустимое напряжение в материале жестких шин $\sigma_{\text{доп}}$, МПа, рассчитано по формуле:

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7 \cdot \sigma_p, \quad (5.22)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7 \cdot 318 = 222,6 \text{ МПа.}$$

$\sigma_{\text{max}} \leq \sigma_{\text{доп}}$, шины обеспечивают требование электродинамической стойкости. Проверка электродинамической стойкости шин других длин на ОРУ 110 кВ представлена в приложении В.

5.4.1.2 Выбор жестких шин для КРУ 10 кВ

Выбор жестких шин для КРУ 10 кВ произведена аналогично выбору шин для ОРУ 110 кВ [4]. Шины расположены: в горизонтальной плоскости, в вершинах равностороннего треугольника и по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника. Шины из сплава АД31Т. Для расположения шин по вершинам равнобедренного треугольника, коэффициент расположения $k_{\text{расп}} = 0,95$ выбирается. Результаты расчета сечения шин сведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты расчетов сечения шин

$s_s, \text{ мм}^2$	$s_{\text{min}}, \text{ мм}^2$
1925	43,258

$s_{\text{min}} \leq s_s$, шины удовлетворяют условиям термической стойкости. Выбраны шины прямоугольного сечения: ширина шин равна $h=0,1$ м, толщина шин равна $b=0,01$ м. Параметры шин взяты из [4], [8]. Каждая фаза имеет число полос $n=2$ шт. Суммарное сечение двух полос шин равно $s=2000 \text{ мм}^2=0,002 \text{ м}^2$. Минимальное значение временного сопротивления разрыву полоски шины (для местам сварного соединения) равно $\sigma_p=127 \text{ МПа}=127 \cdot 10^6 \text{ Па}$. Длительно допустимый ток для шин, расположенных вертикально, равен $I_{\text{дл.доп}}=2860 \text{ А}$. $I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{дл}}$. Длительно допустимый ток для шин, расположенных плашмя, равен $I_{\text{дл.доп}}=2631 \text{ А}$. $I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{дл}}$. Модуль упругости равен $E=7 \cdot 10^9 \text{ Па}$, взят из [4]. Расстояние между осями полос равно $a_n=0,02$ м. Коэффициент формы равен

$\kappa_{\phi}=0,4$. Допустимое напряжение в материале шин $\sigma_{\text{доп}}$, МПа, рассчитано по формуле (5.22):

$$\sigma_{\text{доп}}=0,7 \cdot 127=88,9 \text{ МПа.}$$

Произведен расчет параметров шинной конструкции наружной установки при расположении шин в вертикальном положении при расположении фаз в горизонтальной плоскости. Расстояние между осями фаз $a=0,4$ м. Результаты проверки электродинамической стойкости представлены в Приложении В. Момент инерции поперечного сечения полоски шины J_{Π} , м^4 , рассчитан по формуле:

$$J_{\Pi}=\frac{h \cdot b^3}{12}; \quad (5.23)$$

$$J_{\Pi}=\frac{0,1 \cdot 0,01^3}{12}=8,333 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Момент инерции поперечного сечения составной шины J , м^4 , рассчитан по формуле:

$$J=\frac{h \cdot b^3}{6}; \quad (5.24)$$

$$J=\frac{0,1 \cdot 0,01^3}{6}=1,667 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Момент сопротивления полоски шины W_{Π} , м^3 , рассчитан по формуле:

$$W_{\Pi}=\frac{h \cdot b^2}{6}; \quad (5.25)$$

$$W_{\Pi}=\frac{0,1 \cdot 0,01^2}{6}=1,667 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Момент сопротивления поперечного сечения составной шины W , м^3 , рассчитан по формуле:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{3}; \quad (5.26)$$

$$W = \frac{0,1 \cdot 0,01^2}{3} = 3,333 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Выбрана длина пролета шин $l=0,5$ м, длина пролета полосок шин расщепленной фазы $l_{\pi}=0,5$ м. Расчетная схема - балка с жестким опиранием на опорах пролета. Максимальное напряжение в материале шин $\sigma_{\text{max } \phi}$, Па, обусловленное взаимодействием проводников соседних фаз, рассчитано по формуле:

$$\sigma_{\text{max } \phi} = \frac{F_{\text{max}}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}; \quad (5.27)$$

$$\sigma_{\text{max } \phi} = \frac{69 \cdot 0,5}{12 \cdot 3,333 \cdot 10^{-6}} = 8,6 \cdot 10^5 \text{ Па} = 0,86 \text{ МПа}.$$

Максимальное напряжение в материале отдельных полосок шин $\sigma_{\text{max } \pi}$, Па, рассчитано по формуле:

$$\sigma_{\text{max } \pi} = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot l_{\pi} \cdot k_{\phi}}{\lambda \cdot a_{\pi} \cdot W_{\pi}} \cdot \left(\frac{i_{\text{удК2}}^{(3)}}{n} \right)^2; \quad (5.28)$$

$$\sigma_{\text{max } \pi} = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot 0,5 \cdot 0,4}{12 \cdot 0,02 \cdot 1,667 \cdot 10^{-6}} \cdot \left(\frac{28,212}{2} \right)^2 = 2 \cdot 10^7 \text{ Па} = 20 \text{ МПа}.$$

Максимальное напряжение в шине σ_{max} , МПа, рассчитано по формуле:

$$\sigma_{\text{max}} = \sigma_{\text{max } \phi} + \sigma_{\text{max } \pi}; \quad (5.29)$$

$$\sigma_{\max} = 0,86 + 15,92 = 20,86 \text{ МПа.}$$

$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}$, шины обеспечивают электродинамическую стойкость.

Произведен электродинамический расчет шин, расположенных в КРУ 10 кВ плашмя по вершинам равностороннего треугольника. Расстояние между фазами $a=0,2$ м. Результаты проверки шин представлены в приложении В. Максимальное напряжение в материале шин σ_{\max} , Па, при расположении шин по вершинам равностороннего треугольника рассчитано по формуле:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W} \cdot \eta \cdot \zeta_{\sigma}, \quad (5.30)$$

где ζ_{σ} - коэффициент, зависящий от шин, взят из [4].

Результаты проверки электродинамической стойкости шин внутренней установки, расположенных в горизонтальной плоскости ($a=0,285$ м), шин, расположенных по вершинам равнобедренного прямоугольного треугольника представлены в приложении В.

5.4.2 Выбор гибких токопроводов

Выбраны гибкие сталеалюминевые токопроводы. Сечение проводников по экономической плотности тока s_3 , мм², рассчитано по формуле (5.14):

$$s_3 = \frac{175,72}{1} = 175,72 \text{ мм}^2.$$

Выбраны сталеалюминевые провода марки АС-185/29. Наружный диаметр провода равен $d=18,8$ мм=0,0188 м [4, 8]. Допустимый длительный ток равен $I_{\text{дл доп}}=510$ А, $I_{\text{дл доп}} \geq I_{\text{дл}}$. Фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами $a=2$ м. Радиус провода $r_0=9,4$ мм=0,0094 м. Среднее геометрическое расстояние между фазами $D_{\text{ср}}$, м, рассчитано по формуле:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2 \cdot a^3}, \quad (5.31)$$

$$D_{cp} = 2,52 \text{ м} = 252 \text{ см.}$$

Проверка на термическую стойкости производится согласно [12]. Возможный длительный рабочий ток равен $I_{дл} = 175,72 \text{ А}$. $I_{дл. доп} \geq I_{дл}$. Следовательно, шины обеспечивают протекание токов при перегрузке силового трансформатора. Выполнена проверка на коронирование проводов. Начальная критическая напряженность электрического поля E_0 , кВ/см, рассчитали по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.32)$$

где $m = 0,82$ коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,94}} \right) = 32,749 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около провода E , кВ/см, рассчитали по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{cpном}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5.33)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,94 \cdot \lg \frac{252}{0,94}} = 17,835 \text{ кВ/см.}$$

Выполнено условие, удовлетворяющее степени коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (5.34)$$

$$1,07 \cdot 17,835 \leq 0,9 \cdot 31,749;$$

$$19 \leq 29 \text{ кВ/см.}$$

Результаты проверки условия коронирования при расстоянии между фазами, отличными от 2 м представлены в приложении В.

5.5 Выбор изоляторов

5.5.1 Выбор изоляторов на напряжение 110 кВ

Выбор изоляторов произведен по методике согласно [4,12].

Выбран опорный изолятор марки ОСК-10-110-Б-УХЛ1 [26]. Номинальное напряжение $U_{\text{ном. из}}=110$ кВ. Расчет произведен для изоляторов шинной конструкции с длиной пролета равно $l=7,6$ м. Расчетная нагрузка на изолятор при трехфазном коротком замыкании $F_{\text{рас}}^{(3)}$, Н, рассчитана по формуле:

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = \beta \cdot F_{\text{max}}^{(3)} \cdot \eta, \quad (5.35)$$

где $\beta=1$ - коэффициент, зависящий от шинной конструкции, взят из [4];

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = \beta \cdot F_{\text{max}}^{(3)} \cdot \eta = 1 \cdot 174 \cdot 0,35 = 61 \text{ Н.}$$

Расстояние от опасного сечения изолятора до центра тяжести шины с учетом шинодержателя равно $H_{\text{из}}=1,11$ м. Расстояние от опасного сечения изолятора до его вершины равно $h_{\text{из}}=0,966$ м. Допустимая нагрузка на головку изолятора при изгибе $F_{\text{доп}}^{(3)}$, Н, рассчитана по формуле:

$$F_{\text{доп}}^{(3)} = 0,6 \cdot F_{\text{раз}} \cdot \frac{h_{\text{из}}}{H_{\text{из}}}; \quad (5.36)$$

$$F_{\text{доп}}^{(3)} = 0,6 \cdot F_{\text{раз}} \cdot \frac{h_{\text{из}}}{H_{\text{из}}} = 0,6 \cdot 10000 \cdot \frac{0,966}{1,11} = 5222 \text{ Н.}$$

$F_{\text{рас}}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}^{(3)}$, изолятор стойкий к электродинамическому усилию. Результаты проверки изоляторов при других длинах пролетов представлены в Приложении В.

Параметры изолятора удовлетворяют параметрам сети

5.5.3 Выбор опорных изоляторов на напряжение 10 кВ для наружной установки

Выбран изолятор ОНШ-10-20-УХЛ1. Параметры изолятора выбраны из [8]. Результаты проверки изоляторов при расположении шин по горизонтали согласно [4] представлены в Приложении В.

5.5.4 Выбор опорных изоляторов на напряжение 10 кВ для внутренней установки

Выбран изолятор ИОР-10-20-У3 [8]. Результаты проверки электродинамической стойкости изоляторов представлены в приложении В.

5.5.5 Выбор проходных изоляторов на напряжение 10 кВ

Выбран проходной изолятор ИП-10/2000-1250-УХЛ1 [8]. Номинальное напряжение $U_{\text{ном. из}} = 10$ кВ. Соблюдено условие $I_{\text{дл}} = 1925 \text{ А} \leq I_{\text{ном. из}}$. Допустимая нагрузка на головку изолятора при изгибе $F_{\text{доп}}^{(3)}$, Н, при трехфазном коротком замыкании рассчитана по формуле:

$$F_{\text{доп}}^{(3)} = 0,6 \cdot F_{\text{раз}} ; \quad (5.37)$$

$$F_{\text{доп}}^{(3)} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н.}$$

Расчетная нагрузка на головки изолятора при длине пролета снаружи, равной 0,5 м, $F_{\text{рас}0,5}^{(3)}$, Н, и длине пролета внутри КРУ 10 кВ, равной 0,75 м, $F_{\text{рас}0,75}^{(3)}$, Н, рассчитана по формуле:

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = 0,5 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot \frac{I_{\text{удК1}}^{(3)}}{a}; \quad (5.38)$$

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = 0,5 \cdot 10^{-7} \cdot 0,75 \cdot \frac{8217}{0,4} = 50 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = 0,5 \cdot 10^{-7} \cdot 0,75 \cdot \frac{8217}{0,285} = 105 \text{ Н.}$$

Выполнились условия: $F_{\text{рас}0,5}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}^{(3)}$, $F_{\text{рас}0,75}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}^{(3)}$. Параметры изолятора удовлетворяют параметрам сети

5.6 Выбор кабелей 10 кВ

Из выбора выключателя на отходящих линиях к потребителю известен ток нормального режима $I_{\text{норм}} = 102,64 \text{ А}$, максимальный ток кабеля равен $I_{\text{max}} = 205,3 \text{ А}$. Номинальное напряжение кабеля $U_{\text{ном к}} = 10 \text{ кВ}$. Сечение кабеля по экономической плотности тока $s_{\text{э}}$, мм^2 , рассчитали по формуле (5.14):

$$s_{\text{э}} = \frac{102,64}{1,2} = 85,533 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки ААШп-10 3х240 [27]. Длительно допустимый ток без учета поправочных коэффициентов равен $I_{\text{допном}} = 270 \text{ А}$. Сечения жилы $s = 240 \text{ мм}^2$. Способ прокладки: в траншее по два кабеля, расстояние между кабелями 300 мм. Глубина прокладки 1 м. На подстанции кабели проложены в кабельных каналах, и длительно допустимые токи для кабелей взяты с учетом наихудших условий охлаждения, то есть при прокладке в воздухе. Почва – глинистая. В кабельном канале расстояние между кабелями по горизонтали 300 мм. Длительно допустимый ток $I_{\text{дл доп}}$, А, рассчитали по формуле:

$$I_{\text{дл доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{допном}}; \quad (5.39)$$

где $k_1=0,88$ – коэффициент от температурных условий прокладки кабеля;
 $k_2=0,85$ – поправочный коэффициент в зависимости от количества кабелей прокладываемых рядом в земле (траншее);
 $k_3=1$ – коэффициент, зависящий от удельного сопротивления земли;

$$I_{\text{длдоп}} = 0,88 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 270 = 206 \text{ А.}$$

Из расчетов следует, что $I_{\text{длдоп}} \geq I_{\text{max}}$. Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости s_{min} , мм², рассчитали по формуле (5.15):

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{12582000}}{82} = 43,3 \text{ мм}^2$$

$s_{\text{min}} \leq s$, следовательно кабель термически стойкий. Параметры кабеля удовлетворяют параметрам сети.

5.7 Выбор предохранителей на напряжение 10 кВ

Предохранители выбраны по методике, изложенной в [12]. Рабочий ток предохранителей $I_{\text{рабСН}}$, А, для трансформатора собственных нужд:

$$I_{\text{рабСН}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (5.40)$$

где $S_{\text{ТСН}}$ - мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$$I_{\text{рабСН}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,8 \text{ А.}$$

Выбран предохранитель внутренней установки ПКТ101-10-10-31,5 У3 [8].

Ток отключения равен 31,5 кА. Параметры предохранителя удовлетворяют параметрам сети. Трансформаторы напряжения поставляются с заводскими встроенными предохранителями.

6 Релейная защита и выбор оперативного тока

6.1 Защиты, используемые на подстанции

Средства релейной защиты и автоматики выбраны согласно [3].

Отходящие кабельные линии 10 кВ имеют одностороннее питание.

Защита кабельных линий: от многофазных и однофазных замыканий на землю. Защита от замыканий на землю имеет две ступени: токовая отсечка и максимальная токовая защита нулевой последовательности. Защита от многофазных замыканий состоит из двух ступеней: токовая отсечка и максимальная токовая защита.

Защита и автоматика силовых трансформаторов: газовая защита, дифференциальная защита, максимальная токовая защита, АПВ вводов 10 кВ.

Защита и автоматика секционного выключателя: максимальная токовая защита, автоматический ввод резерва (АВР), АПВ. АВР предназначен для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей.

Для защиты шин используется максимальная токовая защита, установленная на силовом трансформаторе для защиты от внешних коротких замыканий и перегрузок.

Защита трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд: плавкие предохранители.

6.2 Защиты силового трансформатора

6.2.1 Расчет общих уставок

Выбрано устройство защиты двухобмоточных трансформаторов «Сириус-Т», расчет уставок выполнен согласно [22].

Согласно [10, 22] диапазон регулирования напряжения на обмотках высшего напряжения лежит в пределах от 96,5 кВ до 126 кВ, а среднее значение равно $U_{cp}=111,25$ кВ. Расчет общих параметров дифференциальной защиты трансформаторов сведен в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет общих параметров

Рассчитываемый параметр	Формула расчета	Рассчитанное значение параметра для стороны трансформатора	
		115 кВ	10 кВ
Токи обмоток силового трансформатора при номинальной мощности и среднем напряжении, А	$I_{1ном.опт} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$I_{1ном.оптВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 111,25} = 129,742 \text{ А}$	$I_{1ном.оптНН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ А}$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	200/5	2000/5
Токи в плечах дифференциальной токовой защиты, А	$I_{2номВН} = I_{1ном.опт} / K_I$	$I_{2номВН} = 129,742 / (200/5) = 3,24 \text{ А}$	$I_{2номНН} = I_{1ном.оптНН} / K_I = 1375 / (2000/5) = 3,437 \text{ А}$
Значение принятых параметров	$I_{2номВН}, I_{2номНН}$	3,2	3,4
Размах устройства РПН, %	$\Delta U_{рпн} = 13 \% []$		

6.2.2 Дифференциальная токовая отсечка (ДЗТ-1)

Произведен выбор отношения дифференциального тока $I_{диф}$ к номинальному току первичной обмотки силового трансформатора $I_{1ном.оптВН}$. Согласно [22] отсечка отстроена от броска тока намагничивания при $I_{диф}/I_{1ном.оптВН}=4$.

Относительное значение тока короткого замыкания $I_{\text{кз.вн.макс}^*}$ рассчитано по формуле:

$$I_{\text{кз.вн.макс}^*} = I_{\text{к}}^{(3)} / I_{1\text{ном.оптВН}}; \quad (6.1)$$

$$I_{\text{кз.вн.макс}^*} = 11217 / 129,742 = 86$$

Уставка при отстройке от тока небаланса при внешнем коротком замыкании $I_{\text{диф}}/I_{1\text{ном.оптВН}}$ рассчитана по формуле:

$$I_{\text{диф}}/I_{1\text{ном.оптВН}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}^*}; \quad (6.2)$$

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

$K_{\text{нб}(1)} = 0,7$ – коэффициент тока небаланса [22].

$$I_{\text{диф}}/I_{1\text{ном.оптВН}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 86 = 72,2.$$

6.2.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Отношение минимального дифференциального тока к номинальному току равно (базовая уставка $I_{\text{диф}}/I_{1\text{ном.оптВНбаз}}$) равно 0,3.

Коэффициент снижения тормозного тока $K_{\text{сн.т}}$ рассчитан по формуле:

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}); \quad (6.3)$$

где $K_{\text{пер}} = 2$ коэффициент переходного режима [22];

$K_{\text{одн}} = 1$ коэффициент однотипности трансформаторов тока [22];

$\varepsilon = 0,1$ относительная полная погрешность трансформаторов тока [22];

$\Delta f_{\text{доб}} = 0,04$ – коэффициент, обуславливающий неточность выбора номинальных токов трансформаторов тока [22];

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,815.$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ рассчитан по формуле (согласно [22] коэффициент отстройки принят равным 1.3):

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) / K_{\text{сн.т}}; \quad (6.4)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) / 0,815 = 59$$

Уставка, соответствующая второй точке излома тормозной характеристики равна $I_{m2} / I_{1\text{ном.оптВН}} = 2$. I_{m2} - тормозной ток, соответствующий второй точки излома. Уставка по первой точки излома тормозной характеристики $I_{m1} / I_{1\text{ном.оптВН}}$ рассчитана по формуле:

$$I_{m1} / I_{1\text{ном.оптВН}} = (I_{\text{диф}} / I_{1\text{ном.оптВНбаз}}) \cdot 100 / K_{\text{торм}}; \quad (6.5)$$

$$I_{m1} / I_{1\text{ном.оптВНбаз}} = 0,3 \cdot 100 / 59 = 0,508$$

Условие $I_{m2} / I_{1\text{ном.оптВНбаз}} \geq I_{m1} / I_{1\text{ном.оптВНбаз}}$ выполнено.

Уставка блокировки от второй гармоники (отношение действующего значения первой гармоники дифференциального тока $I_{\text{дг2}}$, А, к действующему значению первой гармоники $I_{\text{дг1}}$, А) равно $I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}} = 0,15$ согласно [22].

6.2.4 Сигнализация небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3)

Согласно [22] уставка по току равна $I_{\text{диф}} / I_{1\text{ном.оптВН}} = 0,1$, уставка по времени равна $T = 10$ с. Уставки по току $I_{\text{зс}}$, А, для защиты от перегрузки для сторон ВН и НН силового трансформатор рассчитаны по формуле:

$$I_{\text{зс}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{2\text{ном}} / K_{\text{в}}; \quad (6.6)$$

где $K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата;

$$I_{\text{зсВН}} = 1,05 \cdot 3,2 / 0,95 = 3,54 \text{ А};$$

$$I_{\text{зсНН}} = 1,05 \cdot 3,4 / 0,95 = 3,76 \text{ А}.$$

6.3 Выбор оперативного тока

Выбран постоянный оперативный ток, так как электродвигатели приводов и электромагниты включения и отключения выключателей 110 и 10 кВ работают на постоянном токе [13], [14]. Устройства релейной защиты выполнены на микропроцессорной элементной базе, потребляют постоянный оперативный ток. Привода разъединителей 110 кВ работают трехфазном переменном токе для их работы используют цепи переменного тока.

7 Собственные нужды подстанции

Состав и мощность электроприемников собственных нужд представлен в таблице 8.1. Значения потребляемой мощности электроприемников взяты из [12, 13]. Расчет мощности собственных нужд произведен согласно [12].

Таблица 8.1 - Состав и мощность электроприемников собственных нужд

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт
1	Установленная мощность охлаждения для трансформаторов типа ТДН-25000/110//10-УХЛ1	2
2	Подогрев выключателей и приводов (на три полюса) ВГТ-110П* -40/3150У1	5,5
3	Подогрев шкафов КРУ-10	1
4	Подогрев приводов разъединителей, шкафов зажимов	1
5	Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция		
6	ЗРУ совмещенного с ОПУ	30
10	Освещение ОРУ 110 кВ	2
11	Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
Всего $\sum P_{сн}$		108,5

Согласно [9] коэффициент мощности принят $\cos\varphi=0,85$, $\operatorname{tg}\varphi=0,6974$. Суммарная реактивная мощность собственных нужд $\sum Q_{\text{CH}}$, кВар, рассчитана по формуле:

$$\begin{aligned}\sum Q_{\text{CH}} &= \operatorname{tg}\varphi \cdot \sum P_{\text{CH}} ; \\ \sum Q_{\text{CH}} &= 0,6974 \cdot 108,5 = 75,7 \text{ кВар.}\end{aligned}\tag{8.1}$$

Полная мощность собственных нужд S_{CH} , кВА, рассчитана по формуле:

$$\begin{aligned}S_{\text{CH}} &= \sqrt{\sum P_{\text{CH}}^2 + \sum Q_{\text{CH}}^2}; \\ S_{\text{CH}} &= \sqrt{108,8^2 + 75,7^2} = 132,3 \text{ кВА.}\end{aligned}\tag{8.2}$$

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд S_{TCH} , кВА, рассчитана по формуле:

$$S_{\text{TCH}} = k_c \cdot S_{\text{CH}},\tag{8.3}$$

где $k_c=0,8$ – коэффициент спроса, взят из [9].

$$S_{\text{TCH}} = k_c \cdot S_{\text{CH}} = 0,8 \cdot 132,3 = 105,8 \text{ кВА.}$$

Выбраны два трансформатора собственных нужд типа ТСЗ-160/10/0,4 из [8]. Трансформаторы собственных нужд подключаются к шинам 10 кВ через предохранители. Для подключения используется шинная вставка стыкового шкафа ввода трансформатора собственных нужд, разработанная для установки в КРУ-СЭЩ-63.

8 Система измерений на подстанции

Выбор системы измерений на подстанции сведен в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Система измерения на подстанции

Цепь	Место установки	Перечень приборов
Воздушная линия 110 кВ	До ремонтной пере- мычки	Амперметр ЦА9054, ватт- метр марки СР3020, фикси- рующий измерительный прибор ФИП-2-А, счетчик SATEC РМ172, трехфазный вольтметр Omix Р99-VX-3-0,5-3К,ФИП-2-В
Силовой трансформатор ТДН- 25000/110-У1	Ячейка вводного вы- ключателя	Амперметр ЦА9054, счетчик НЕВА МТЗ, ваттметр СР3020
Секционный выключатель	-	Амперметр марки ЦА9054
Линия 10 кВ к потребителям	-	Амперметр ЦА9054, счет- чики НЕВА МТЗ
Шины 10 кВ	На каждой секции шин	Трехфазный вольтметр мар- ки Omix Р99-VX-3-0,5-3 для измерения фазный напряже- ний. Междофазное напряже-

		ние измеряется вольтметром ЦВ9255
--	--	--------------------------------------

9 Расчет заземления подстанции

Расчет заземления произведен согласно [3,12]. На подстанции организовано одно общее заземляющее устройство для открытого распределительного устройства 110 кВ, комплектного распределительного устройства 10 кВ и 0,4 кВ. Расчет заземления произведен с учетом требования к напряжению прикосновения, однако, согласно [3] сопротивление заземляющего устройства R_3 не должно превышать 0,5 Ом. На подстанции сооружен сложный заземлитель состоящий из вертикальных стержней в виде стальных труб наружным диаметром $d=0,06$ м, толщиной стенки 0,0035 м и длиной $l_b=5$ м. Среднее расстояние между вертикальными заземлителями $a=5,6$ м. Соединение вертикальных проводников происходит с помощью стальных горизонтальных полос толщиной $b=0,005$ м и шириной $h=0,04$ м. Горизонтальные заземлители проложены на глубине 0,7 м. Грунт – глинистый, сопротивление грунта $\rho_{гр}=40$ Ом·м, грунт однородный, поэтому параметр $M=0,5$. Конструкция заземляющего устройства приведена в приложении Г. Общая длина горизонтальных заземлителей равна $L_г=733,5$ м. Предполагаемое количество вертикальных заземлителей равно $n_b=99$ шт. Площадь заземлителя равна $S_3=1749$ м². Время протекания тока короткого замыкания равно $t=0,065$ с. Сопротивление человека принято $R_ч=1000$ Ом. Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр}=500$ В. Площади железобе-

тонных фундаментов модулей электротехнических блоков КРУ 10 кВ совмещенного с ОПУ $S_{\text{мэб}}$, м^2 , фундаментов порталов $S_{\text{порт}}$, м^2 , фундаментов оборудования $S_{\text{об}}$, м^2 , фундаментов молниеотводов $S_{\text{м}}$, м^2 , с шириной фундаментов a , м , длиной b , м , и количеством n , шт., рассчитаны по формуле:

$$S = a \cdot b \cdot n \text{ м}^2; \quad (9.1)$$

$$S_{\text{мэб}} = 0,4 \cdot 0,4 \cdot 118 = 18,88 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{порт}} = 0,8 \cdot 0,8 \cdot 4 = 2,56 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{об}} = 0,4 \cdot 0,4 \cdot 58 + 3,5 \cdot 1 \cdot 4 = 23,28 \text{ м}^2.$$

$$S_{\text{м}} = 0,8 \cdot 0,8 \cdot 16 = 10,24 \text{ м}^2.$$

Общая площадь фундаментов S , м^2 , рассчитана по формуле:

$$S = S_{\text{мэб}} + S_{\text{порт}} + S_{\text{об}} + S_{\text{м}} \quad (9.2)$$

$$S = 18,88 + 2,56 + 23,28 = 54,96 \text{ м}^2.$$

Сопротивление растеканию токов через фундаменты R_e , Ом, (сопротивление естественных заземлителей), рассчитано по формуле:

$$R_e = \rho_{\text{гр}} \cdot \left(0,5 \cdot \sqrt{S} \right) \text{ Ом}, \quad (9.3)$$

$$R_e = 40 \cdot \left(0,5 \cdot \sqrt{54,96} \right) = 149 \text{ Ом}.$$

Рассчитали выражение:

$$0,1 \leq \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S_3}} \leq 0,5; \quad (9.5)$$

$$0,1 \leq \frac{5 + 0,065}{\sqrt{1749}} = 0,12 \leq 0,5.$$

Необходима установка сложного заземлителя. Сопротивление сложного заземлителя R_3 , Ом, рассчитано по формуле:

$$R_3 = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S_3}} \right) \cdot \frac{\rho_{rp}}{\sqrt{S_3}} + \frac{\rho_{rp}}{L_r + l_e \cdot n_B}; \quad (9.6)$$

$$R_3 = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,065}{\sqrt{1749}} \right) \cdot \frac{40}{\sqrt{1749}} + \frac{40}{733,5 + 5 \cdot 99} = 0,372 \text{ Ом.}$$

Сопротивление искусственного заземления $R_{и}$, Ом, рассчитано по формуле:

$$R_{и} = R_e \cdot R_3 / (R_e - R_3); \quad (9.7)$$

$$R_{и} = 149 \cdot 0,372 / (149 - 0,372) = 0,373 \text{ Ом.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения k_n рассчитан по формуле:

$$k_n = \frac{M \cdot \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_{rp}}}{\left(\frac{l_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S_3}} \right)^{0,45}}; \quad (9.8)$$

$$k_n = \frac{0,5 \cdot \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40}}{\left(\frac{5 \cdot 733,5}{5,6 \cdot \sqrt{1749}} \right)^{0,45}} = 0,137.$$

Напряжение на заземлителе U_3 , В, рассчитано по формуле:

$$U_3 = U_{np} / k_n; \quad (9.9)$$

$$U_3 = 500 / 0,137 = 3656 \text{ В.}$$

Расчетное напряжение прикосновения U_p , рассчитано по формуле:

$$U_p = k_n \cdot R_n \cdot I_{кк1}^{(1.1)} ; \quad (9.10)$$

$$U_p = 0,137 \cdot 0,372 \cdot 9714 = 496 \text{ В.}$$

Напряжение на заземлителе и напряжение прикосновения не превышают допустимых пределов.

10 Молниезащита подстанции

Расчет молниезащиты выполнен согласно [12]. Для защиты ударов от молнии использован многократный стержневой молниеотвод, состоящий из четырех стержней МС-40,24. Расположение стержней и их нумерация представлены в приложении Д. Расчет молниезащиты произведен при рассмотрении в отдельности попарно взятых стержней. Рассмотрены стержни №1 и №2. Расстояние между ними $L=32,2$ м. Высота порталной опоры $h_x=11$ м – самая высокая точка на подстанции, не считая молниотодов. Высота вершины конуса h_0 , м, стержня молниеотвода рассчитана по формуле:

$$h_0 = \sqrt{1,7 - 1,14 \cdot 10^{-4} \cdot (L - 30)} \cdot h ; \quad (10.1)$$

$$h_0 = \sqrt{1,7 - 1,14 \cdot 10^{-4} \cdot (40,24 - 30)} \cdot 40,24 = 27,9 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне земли r_0 , м, рассчитан по формуле:

$$r_0 = \sqrt{1,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (L - 30)} \cdot h ; \quad (10.2)$$

$$r_0 = \sqrt{1,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (40,24 - 30)} \cdot 40,24 = 23,6 \text{ м.}$$

Величины расстояний L_{\max} , м, и L_c , м, между стержнями двойного молниеотвода рассчитаны по формулам:

$$L_{\max} = \left[1,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30) \right] h; \quad (10.3)$$

$$L_c = \left[1,25 - 0,0107 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30) \right] h; \quad (10.4)$$

$$L_{\max} = \left[1,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (40,24 - 30) \right] 40,24 = 170 \text{ м};$$

$$L_c = \left[1,25 - 0,0107 \cdot 10^{-3} \cdot (40,24 - 30) \right] 40,24 = 90 \text{ м}.$$

Так как L меньше L_c , то высота средней части молниеотвода $h_c = h_0 = 27,8$ м.

Радиус защиты r_x , м, на уровне $h_x = 11$ м рассчитан по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}; \quad (10.5)$$

$$r_x = \frac{23,6 \cdot (27,9 - 11)}{27,9} = 14,3 \text{ м}.$$

Длина сечения защиты l_x , м, на высоте h_x рассчитана по формуле:

$$l_x = L/2; \quad (10.6)$$

$$l_x = 32,2/2 = 16,1 \text{ м}.$$

Ширина горизонтального сечения в центре между стержнями r_{cx} , м, на высоте h_x рассчитана по формуле:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}; \quad (10.7)$$

$$r_{cx} = \frac{23,6 \cdot (27,9 - 11)}{27,9} = 14,3 \text{ м}.$$

Расчет для пары стержней №1 и №3, №1 и №4 произведен аналогично как для стержней №1 и №2, результаты сведены в таблицу 10.1. Пары стержней №3 и №4, №2 и №4, №2 и №3 имеют параметры такие же как для пар №1 и №2, №1 и №3, №2 и №3 соответственно.

Таблица 10.1 - Результаты расчетов для пары стержней №1 и №3, №1 и №4

Параметр		L, м	h ₀ , м	r ₀ , м	L _c , м	L _{max} , м	r _x , м	l _x , м	r _{cx} , м
Значение	№1 и №3	67,872	27,9	23,6	90	170	14,3	33,9	14,3
	№1 и №4	75,122	27,9	23,6	90	170	14,2	37,5	14,3

Заключение

В выпускной квалификационной работе спроектирована электрическая часть ответвительной понизительной трансформаторной подстанции «Выселки» с напряжениями 110/10 кВ. Подстанция предназначена для питания потребителей первой, второй и третьей категории по надежности электроснабжения.

На подстанции решено установить два трансформатора марки ТДН-25000/110/10-У1, несмотря на то что, установка трансформаторов марки ТДН-16000/110/10-У1 имеет меньшие экономические затраты. Это связано с тем, что в ремонтном режиме, когда один из трансформаторов ТДН-16000/110/10-У1 выведен в ремонт, второй остается в работе с перегрузкой в 40 %. С такой перегрузкой он может работать ограниченное время. Также в будущем от данной подстанции планируется запитать производственную базу, расположенную рядом с с.п. Выселки, нагрузка на подстанцию возрастет. Поэтому решено установить два трансформатора мощностью 25 МВА.

Произведен расчет токов коротких замыканий при наиболее тяжелых режимах работы оборудования подстанции.

Выбор силового оборудования, преобразователей тока и напряжения, токопроводов, кабелей, проводников и изоляторов на подстанции производился с учетом режима, когда в работе находится один силовой трансформатор и одна

система шин. Также учитывались токи короткого замыкания для проверки оборудования на термическую и электродинамическую стойкость.

Спроектированная подстанция имеет открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ и комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-63-У3 (К-63), расположенное в модуле электротехнических блоков, произведенных на базе ЗАО «Группа компаний «Электрощит» ТМ Самара». ОРУ 110 кВ выполнено с применением жесткой ошиновки из сплава алюминия (соединения аппаратов на небольшом расстоянии произведено гибкими токопроводами). Комплектное распределительное устройство 10 кВ (КРУ) совмещено с оперативным пультом управления.

Питание потребителей с.п. Выселки осуществлено отходящими кабельными линиями 10 кВ, выполненными с использованием кабелей марки ААШп-10 3х240. Способ прокладки на подстанции – в кабельном канале по 6 кабелей, вне подстанции в земляной траншее по 2 кабеля в каждой. Сечение выбрано с учетом того, чтобы обеспечить электроснабжение всех потребителей при отключении питания одной из секции шин 10 кВ.

На подстанции в качестве оперативного тока использован постоянный оперативный ток, так как он используется для питания электродвигателей приводов выключателей, для питания средств релейной защиты и автоматики, выполненных на микропроцессорной элементной базе.

Для питания собственных нужд на подстанции установлены два трансформатора ТСЗ-160/10/0,4. Трансформаторы собственных нужд подключены к шинам 10 кВ через предохранители.

Выбраны основные виды релейной защиты и автоматики подстанции. Так как подстанция осуществляет питание потребителей первой категории, предусмотрено средство автоматический ввод резерва на шинах 10 кВ. Дифференциальная защита трансформаторов осуществляется микропроцессорным устройством «Сириус-Т». Спроектированная релейная подстанции позволяет обеспечить главную задачу системы электроснабжения – надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

Произведен расчет систем заземления и молниезащиты подстанции.

Список использованных источников

1. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов [Текст] . – Введ. 01.01.2002. – [Б.м.] : [Б.и.], 2002. – 76 с.
2. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Текст] : СТО 56947007-29.240.10.028-2009 : утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 №187 в ред. приказа ПАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136 : введ. в действие с 13.04.2009. – [Б.м.] : [б.и.], 2009. - 96 с. : ил.
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. [Текст] : / 7-е изд., перераб. и доп.– М. : КНОРУС, 2007. – 488 с.
4. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [электронный ресурс] : РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева [и др.]. – [б. и.], 98. -131 с.: ил.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ, типовые решения [Текст] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008 : утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441 : введ. в действие с 20.12.2007. – [Б.м.] : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.: ил.

6. Генеральный план сельского поселения Выселки муниципального района Ставропольский Самарской области [Текст] : разработан в соответствии с договором № 2316 от 30.09.2009.
7. Техническое задание на разработку проектной документации для строительства линии электропередачи ВЛ-110 кВ Стройбаза 1,2 с отпайкой на ПС Выселки [Текст] : утв. Генеральным директором ЗАО «ЭиСС» В.В. Богряков . – 2013. - 5 с.
8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст] : учебное пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.: ил.
9. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чирикова. – 2-е изд., стер. – М.: Академия, 2012. - 448 с.
10. Салтыкова, О.А., Вахнина В.В., Самолина О.В. Релейная защита понижительной трансформаторной подстанции [Текст] : учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти : ТГУ, 2007. -47 с.
11. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в системах электропитания [текст] : учебно-методическое пособие к выполнению курсовой работы / В.В. Сенько. – Тольятти : [б.м.], 2007. – 60 с. : ил.
12. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понижительной подстанции [Текст] : учебно-методическое пособие / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти : ТГУ, 2007. -124 с.
13. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ[®] на 35, 110 и 220 кВ [Электронный ресурс] : каталог . – Екатеринбург: Энергомаш, 2012. – 24 с. : ил. - Режим доступа : http://www.uetm.ru/files/katalog_VGT-35,110,22.pdf, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 1.02.2016).
14. ЗАО «Группа компаний «Электроцит» ТМ Самара». Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-Э(П) 10 [Электронный ресурс] // сайт. Самара. 2009. Режим

доступа : http://electroshield.ru/vakuumnye_vyklyuchateli_vvu, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус (дата обращения: 02.02.2016).

15. ЗАО «Группа компаний «Электроцит» ТМ Самара». КРУ-СЭЩ-63 [Электронный ресурс] // сайт. Самара. 2009. - Режим доступа : http://electroshield.ru/komplektnye_raspredelitelnye_shkafy_kru_63, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 03.02.2016).

16. ЗАО «Группа компаний «Электроцит» ТМ Самара». Модуль электротехнический многопрофильный с сокращенным объемом строительного-монтажных работ [Электронный ресурс] // сайт. Самара. - 2009. - Режим доступа : http://electroshield.ru/modul_elektrotekhnicheskij_mnogoprofilnyy, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 10.02.2016).

17. ЗАО «Группа компаний «Электроцит» ТМ Самара». Разъединитель РГП-СЭЩ 110 [Электронный ресурс] // сайт. Самара. - 2009. - Режим доступа: http://www.electroshield.ru/rgp-seshch_110_kv, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 15.02.2016).

18. ЗАО «Группа компаний «Электроцит» ТМ Самара». Трансформаторы напряжения 3хЗНОЛ-СЭЩ 10 [Электронный ресурс] // сайт. Самара. - 2009. - Режим доступа : http://electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nol, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 22.02.2016).

19. ЗАО «Группа компаний «Электроцит» ТМ Самара». Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ 10, 20, 35 [Электронный ресурс] // сайт. Самара. - 2009. - Режим доступа : http://electroshield.ru/transformator_toka_tol-seshch_10_20_35, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 25.02.2016).

20. ЗАО «Группа компаний «Электроцит» ТМ Самара». Трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ 10, 20, 35 [Электронный ресурс] // сайт. Самара. - 2009. - Режим доступа : http://electroshield.ru/transformator_toka_tshl-seshch_10_20, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 25.02.2016).

21. Расчетные значения длительно допустимых токов шин из алюминиевого сплава 1915Т [Электронный ресурс] // сайт. - Режим доступа : <http://forca.ru/spravka/shiny-i-tokoprovody/raschetnye-znacheniya-dlitelno-dopustim>

- yh-tokov-shin-iz-alyuminievogo-splava-1915t.html, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 10.04.2016).
22. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : каталог / редакция от 08.07.2010. [Б.м.] : ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010. – 9 с. - Режим доступа : http://www.rza.ru/upload/iblock/b58/vybor-ustavok-sirius_t_ver_siya-3.pdf, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 05.04.2016).
23. Тольяттинский трансформатор. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ [Электронный ресурс] // сайт. Тольятти. - 2016. - Режим доступа : http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php?GALLERY_ID=12, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 03.02.2016).
24. Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые ЗНГ-110, 220 кВ [Электронный ресурс] : каталог. – Екатеринбург: Энергомаш, 2012. – 24 с. : ил. - Режим доступа : http://www.uetm.ru/files/katalog_ZNG-_110,22_3.pdf, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 05.02.2016).
25. Трансформаторы тока элегазовые серии ТРГ на напряжение 35, 110 и 220 кВ [Электронный ресурс] : каталог. – Екатеринбург: Энергомаш, 2012. – 20 с. : ил. - Режим доступа : http://www.uetm.ru/files/katalog_TRG_-35,110,22.pdf, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 05.02.2016).
26. Тульский арматурно-изоляционный завод [Электронный ресурс] // сайт. Тула.2016. - Режим доступа http://www.armiz.ru/products/index.php?IBLOCK_ID=6&SECTION_ID=4&ID=142, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 05.04.2016).
27. Электротехпром. ААШп [Электронный ресурс] // сайт. Пермь. - Режим доступа : http://etp-perm.ru/production/catalogue/kabeli_silovie_s_bumazhnopropitannou_izoljatsiey/aashp/, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения: 06.05.2016).
28. Chakraborty T., Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] : International Journal of Soft Computing and Engineering / Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, Sudha R. - July 2012. - Volume-2, Issue-3. –

618 p. – p. 403-406. – ISSN : 2231-2307. – Режим доступа : <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C0673052312.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 5.05.2016).

29. Jurcik J., Analysis of Transient Actions Influence in Power Transformer [Электронный ресурс] : Journal. Power engineering and electrical engineering / Jozef Jurcik, Miroslav Gutten, Daniel Korenciak. - November 2011. - Volume-9. – 695 p. - p.65-69. – Режим доступа: <http://advances.utc.sk/index.php/AEEE/article/view/501/695>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения:5.05.2016).

30. Gandhi G., Effect of Stress on Transformer Insulation [Электронный ресурс] : International Journal of Soft Computing and Engineering / Kapil Gandhi , Prof. Yog Raj Sood , Dr. Raj Kumar Jarial. – p. 896-900. - ISSN-2277-1956. – Режим доступа : <http://www.ijecse.org/wp-content/uploads/2012/08/Volume-1Number-3PP-896900.pdf> , свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения 06.05.2016).

31. Mishra P., High frequency analysis of power transformer taking into account the frequency dependent losses [Электронный ресурс]: International Journal of Electrical, Electronics and Data Communication / Palash Mishra, D.M. Vinod Kumar, R. Mutshuraj. - July 2014. - Volume-2, Issue-7. – p.51-54. – ISSN : 2320-2084. – Режим доступа: http://www.ijer.in/journal/journal_file/journal_pdf/1-67-140419541351-54.pdf, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 07.05.2016).

32. Sharifian M.B., Magnetic and Thermal Analysis of Current Transformer in Normal and Abnormal Conditions [Электронный ресурс] : Journal of Computer Science 4 / M.B. Sharifian and et al. – 2008. – p.327-332. – ISSN : 1549-3636. - Режим доступа: <http://thescipub.com/PDF /jcssp.2008.327.332.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения 08.05.2016).

Приложение А

Расчет нагрузок и выбор силовых трансформаторов

Годовой упорядоченный график потребления активной мощности представлен на рисунке А.1

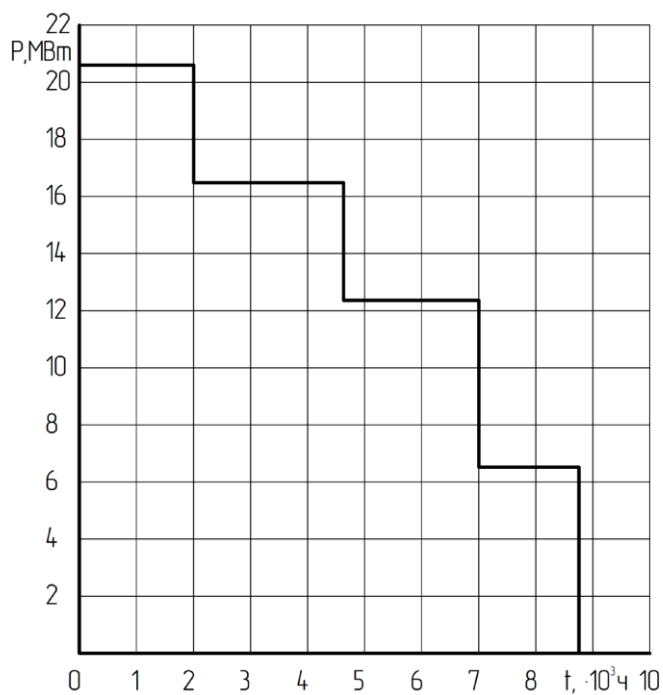


Рисунок А.1 – Годовой упорядоченный график потребления активной мощности

Годовой упорядоченный график потребления полной мощности представлен на рисунке А.2

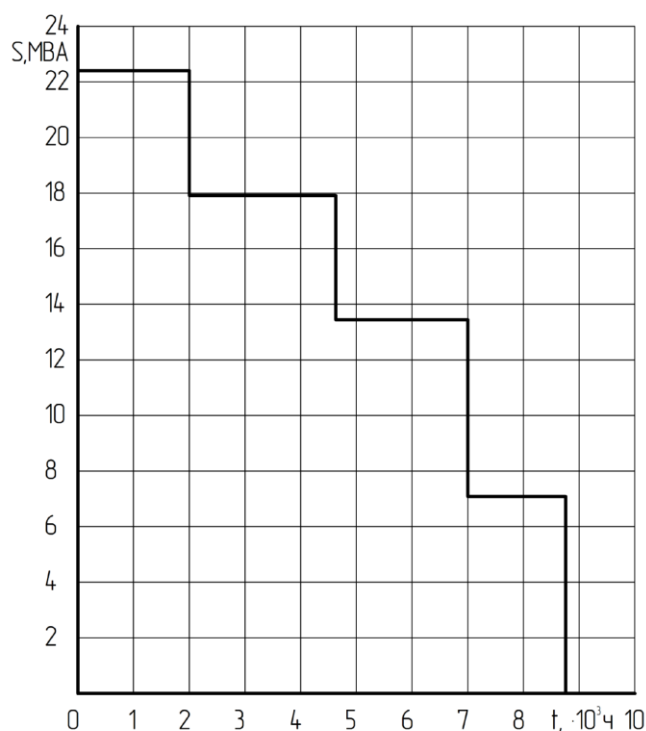


Рисунок А.2 - Годовой упорядоченный график потребления полной мощности

В таблице А.1 – сведены результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторе марки ТДН-16000/110/10-У1.

Таблица А.1 – Результаты расчетов потерь электрической энергии в трансформаторе ТДН-16000/110/10-У1

i	S _{вi} , кВА	n _i , шт.	T _i , ч	ΔW _{xi} , кВт·ч	K _{зи} ²	ΔW _{ki} , кВт·ч
1	22400	2	2000	57600	1,96	327320
2	17319	2	2631	75772,8	1,253	275362
3	13345	2	2369	68227,2	0,705	139472
4	7087	2	1760	50688	0,196	28833
				$\sum_{i=1}^k \Delta W_{xi} = 252288$ кВт·ч	$\sum_{i=1}^k \Delta W_{ki} = 770987$ кВт·ч	
$\Delta W_{\text{пс}} = 1023275$ кВт·ч						

Результаты расчета потерь электроэнергии представлены в таблице А.2. Результаты расчетов потерь мощностей и результаты расчетов приведенных затрат трансформаторов сведены в таблицу А.3.

Таблица А.2 – Результаты расчетов потерь электрической энергии в трансформаторе ТДН-25000/110/10-У1

i	S _{Вi} , кВА	n _i , шт.	T _i , ч	ΔW _{xi} , кВт·ч	K _{зи} ²	ΔW _{ki} , кВт·ч
1	22400	2	2000	87500	0,803	201708
2	17319	2	2631	115106,3	0,513	169689
3	13345	2	2369	103643,8	0,289	85948
4	7087	2	1760	77000	0,08	17768
$\sum_{i=1}^k \Delta W_{xi} = 383250$ кВт·ч				$\sum_{i=1}^k \Delta W_{ki} = 475112$ кВт·ч		
ΔW _{пс} = 858362,4 кВт·ч						

Таблица А.3 - Результаты расчетов потерь мощностей и приведенных затрат

Параметры	Марки трансформаторов	
	ТДН-16000/110/10-У1	ТДН-25000/110/10-У1
Q _х , квар	48	57,5
P _х ['] , кВт	14,4	21,875
Q _к , квар	1680	2625
к _з	1,4	0,896
P _к ['] , кВт	167	251,25
S _{эпс} , кВА	6644	10430
P _т ['] , кВт	341,72	223,583
C _э , руб./кВт·ч	2,204	2,204
И _э , руб.	2255000	1892
К, руб.	17542400	27410000
И _о , руб.	1649000	2577000
З _{пр} , руб.	6097000	7330000
ΔW _{пс} , кВт·ч	1023275	858362

Приложение Б

Результаты расчетов токов несимметричных коротких замыканий

Результаты расчета периодической слагающей несимметричных токов коротких замыканий сведен в таблицу Б.1.

Таблица Б.1 – Результаты расчетов несимметричных токов коротких замыканий

Вид короткого замыкания	Однофазное			Двухфазное			Двухфазное на землю		
	$\Delta X_{*\Sigma(б)}^{(1)}$	$m^{(1)}$	$I_k^{(1)}$, кА	$\Delta X_{*\Sigma(б)}^{(2)}$	$m^{(2)}$	$I_k^{(2)}$, кА	$\Delta X_{*\Sigma(б)}^{(1.1)}$	$m^{(1.1)}$	$I_k^{(1.1)}$, кА
К1	2,291	3	5,032	0,702	1,73	6,193	0,489	1,537	6,49
К2	∞	3	0	4,902	1,73	9,714	4,902	1,73	9,714

Результаты расчетов ударных несимметричных токов коротких замыканий токов занесены в таблицу Б.2.

Таблица Б.2 – Результаты расчетов несимметричных ударных токов коротких замыканий

Вид короткого замыкания	Однофазное	Двухфазное	Двухфазное на землю
Точки	$i_{уд}^{(1)}$, кА	$i_{уд}^{(2)}$, кА	$i_{уд}^{(2)}$, кА
К1	11,432	14,071	14,746
К2	0	24,437	24,437

Схема замещения прямой последовательности для расчетов несимметричных коротких замыканий к точке К2 представлена на рисунке Б.1.

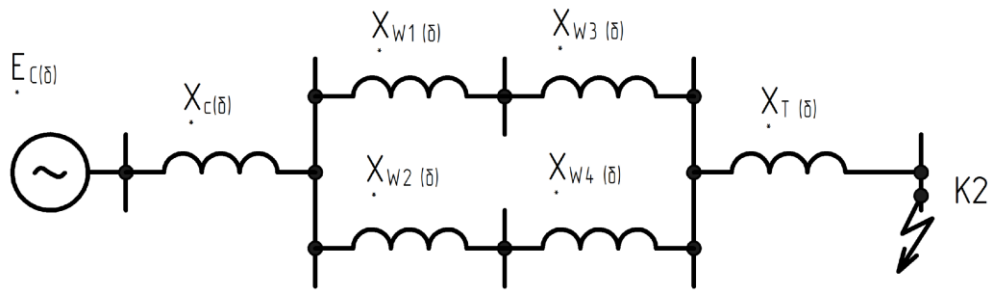


Рисунок Б.1 - Схема замещения прямой последовательности для расчетов токов несимметричных коротких замыканий в точке K2

Схема замещения обратной последовательности для расчетов несимметричных коротких замыканий к точке K2 представлена на рисунке Б.2.

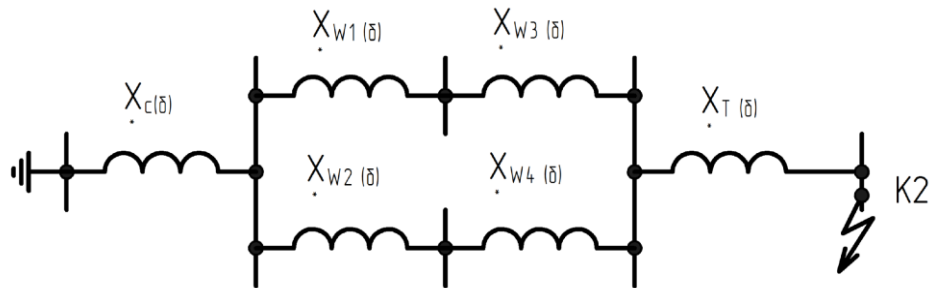


Рисунок Б.2 - Схема замещения обратной последовательности для расчетов токов несимметричных коротких замыканий в точке K2

Приложение В

Расчет и выбор оборудования

Результаты проверки выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000-У2 сведены в таблицу В.1, результаты проверки выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000-У2 сведены в таблицу В.2.

Таблица В.1 – Результаты расчетов при проверке параметров выключателя марки ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000-У2

Параметры сети		Параметры выключателя	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
$U_{\text{ном. сети}}$, кВ	10	$U_{\text{ном. в.}}$, кВ	10
$I_{\text{дл}}$, А	1925	$I_{\text{ном. в.}}$, А	2000
$I_{\text{норм}}=962,25 \text{ А}$, $\tau=0,04 \text{ с}$, $\beta=40\%$, $t_{\text{откл}}=0,06 \text{ с}$			
$I_{\text{п0 К2}}^{(3)}$, кА	11,217	$I_{\text{откл ном}}$, кА	31,5
$i_{\text{а,т К2}}^{(3)}$, кА	5,836	$i_{\text{а. ном}}$, кА	17,819
-	-	$I_{\text{пр. с}}$, кА	31,5
-	-	$i_{\text{пр. с}}$, кА	79
$B_{\text{к}}$, кА ² ·с	12,582	$B_{\text{к доп}}$, кА ² ·с	59,535

Из анализа рассчитанных параметров выключателя и параметров сети определено, что выключатель ВВУ-СЭЩ-(П)-10-31,5/2000-У2 пригоден к установке в КРУ 10 кВ.

Таблица В.2 – Результаты расчетов при проверке параметров выключателя марки ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000-У2

Параметры сети		Параметры выключателя	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
$U_{\text{ном. сети}}$, кВ	10	$U_{\text{ном. в.}}$, кВ	10
I_{max} , А	205,3	$I_{\text{ном. в.}}$, А	1000

Продолжение таблицы В.2

$I_{\text{норм}}=102,64 \text{ А}, \tau=0,04 \text{ с}, \beta=40\%, t_{\text{откл}}=0,06 \text{ с}$			
$I_{\text{п0к2}}^{(3)}, \text{ кА}$	11,217	$I_{\text{откл ном}}, \text{ кА}$	20
$i_{\text{а,тк2}}^{(3)}, \text{ кА}$	5,836	$i_{\text{а. ном}}, \text{ кА}$	11,314
-	-	$I_{\text{пр. с}}, \text{ кА}$	20
-	-	$i_{\text{пр. с}}, \text{ кА}$	50
$B_{\text{к}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	12,582	$B_{\text{к доп}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	24

Параметры выключателя больше по значению параметров сети. Следовательно, выключатель возможно установить в КРУ 10 кВ.

Нагрузка обмоток измерения трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10-2000/5-У2 в цепи вводного выключателя сведена в таблицу В.3

Таблица В.3 – Нагрузка обмоток измерения трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10-2000/5-У2 в цепи вводного выключателя

Параметры сети		Параметры трансформатора тока		
Наименование	Значение	Наименование	Значение	
$U_{\text{ном. сети}}, \text{ кВ}$	10	$U_{\text{ном. тт}}, \text{ кВ}$	10	
$I_{\text{дл}}, \text{ А}$	1925	$I_{\text{ном. тт}}, \text{ А}$	2000	
$i_{\text{удк2}}^{(3)}, \text{ кА}$	28,217	$i_{\text{эд}}, \text{ кА}$	100	
$B_{\text{к}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	125,821	$B_{\text{к доп}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	
$z_{\text{доп0,2S}}=1,2 \text{ Ом}; z_{\text{доп0,5}}=1,2 \text{ Ом}$				
Класс точности вторичной обмотки 0,2S				
№ п/п	Тип прибора	Нагрузка $S_{\text{приб}}, \text{ ВА}$		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Счетчик НЕВА МТЗ	0,05	0,05	0,05
Итого $S_{\text{приб0,2S}}$		0,05	0,05	0,05
$z_{\text{приб}}, \text{ Ом}$		0,002		
$z_{\text{пр}}, \text{ Ом},$		1,098		

Продолжение таблицы В.3

$I_{рас}, М$		45		
$S, мм^2$		1,16		
Выбраны алюминиевые провода с сечением $4 мм^2$				
Класс точности вторичной обмотки 0,5				
№ п/п	Тип прибора	Нагрузка $S_{приб}, ВА$		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр ЦА9054	0,5	0	0
2	Ваттметр СР3020	0,07	0,07	0,07
	Итого $S_{приб0,5}$	0,57	0,07	0,07
$Z_{приб}, Ом$		0,023		
$Z_{пр}, Ом,$		1,077		
$I_{рас}, М$		45		
$S, мм^2$		1,182		
Выбраны алюминиевые провода с сечением $4 мм^2$. Параметры трансформатора тока удовлетворяют параметрам сети.				

Результаты расчета параметров и проверки трансформатора тока в цепи секционного выключателя на соответствие параметрам сети сведены в таблицу В.4.

Таблица В.4 – Нагрузка обмоток измерения трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10-2000/5-У2 в цепи секционного выключателя

Параметры сети		Параметры трансформатора тока	
Наименование	Значение	Наименование	Значение
$U_{ном. сети}, кВ$	10	$U_{ном. тт}, кВ$	10
$I_{дл}, А$	1925	$I_{ном. тт}, А$	2000
$i_{удк2}^{(3)}, кА$	28,217	$i_{эд}, кА$	100
$B_k, кА^2 \cdot с$	125,821	$B_{к доп}, кА^2 \cdot с$	4800
$Z_{доп0,5}=1,2 Ом$			
Класс точности вторичной обмотки 0,5			
№ п/п	Тип прибора	Нагрузка $S_{приб}, ВА$	

Продолжение таблицы В.4

		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр ЦА9054	0,5	0	0
	Итого $S_{\text{приб}0,5}$	0,5	0	0
$Z_{\text{приб}}, \text{ Ом}$		0,02		
$Z_{\text{пр}}, \text{ Ом},$		1,08		
$I_{\text{рас}}, \text{ м}$		45		
$S, \text{ мм}^2$		1,179		
Выбраны алюминиевые провода с сечением 4 мм^2 .				
Параметры трансформатора тока удовлетворяют параметрам сети.				

Результаты расчета параметров и проверки трансформатора тока в цепи отходящих линий 10 кВ к потребителям на соответствие параметрам сети сведены в таблицу В.5.

Таблица В.5 – Нагрузка обмоток измерения трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-10-250/5-У2 в цепи отходящей линии 10 кВ

Параметры сети		Параметры трансформатора тока		
Наименование	Значение	Наименование	Значение	
$U_{\text{ном. сети}}, \text{ кВ}$	10	$U_{\text{ном. тт}}, \text{ кВ}$	10	
$I_{\text{дл}}, \text{ А}$	205,3	$I_{\text{ном. тт}}, \text{ А}$	250	
$i_{\text{удк}2}^{(3)}, \text{ кА}$	28,217	$i_{\text{эд}}, \text{ кА}$	40	
$B_{\text{к}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	125,821	$B_{\text{к доп}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	256	
$Z_{\text{доп}0,2\text{S}}=1,2 \text{ Ом}; Z_{\text{доп}0,5}=1,2 \text{ Ом}$				
Класс точности вторичной обмотки 0,2S				
№ п/п	Тип прибора	Нагрузка $S_{\text{приб}}, \text{ ВА}$		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Счетчик НЕВА МТЗ	0,05	0,05	0,05
Итого $S_{\text{приб}0,2\text{S}}$		0,05	0,05	0,05
$Z_{\text{приб}}, \text{ Ом}$		0,002		
$Z_{\text{пр}}, \text{ Ом},$		1,098		
$I_{\text{рас}}, \text{ м}$		45		

Продолжение таблицы В.5

$S, \text{ мм}^2$		1,16		
Выбраны алюминиевые провода с сечением 4 мм^2				
Класс точности вторичной обмотки 0,5				
№ п/п	Тип прибора	Нагрузка $S_{\text{приб}}, \text{ ВА}$		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр ЦА9054	0,5	0	0
	Итого $S_{\text{приб}0,5}$	0,5	0	0
$Z_{\text{приб}}, \text{ Ом}$		0,02		
$Z_{\text{пр}}, \text{ Ом},$		1,08		
$I_{\text{рас}}, \text{ М}$		45		
$S, \text{ мм}^2$		1,179		
Выбраны алюминиевые провода с сечением 4 мм^2 . Параметры трансформатора тока удовлетворяют параметрам сети.				

Результаты расчета нагрузок трансформаторов напряжения ЗНГ-110-УХЛ1 сведены в таблицу В.6.

Таблица В.6 – Нагрузка вторичных обмоток трансформатора напряжения ЗНГ-110-УХЛ1 одного комплекта

№ п/п	Прибор	Потребляемая мощность, ВА	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						$P_{\text{приб}}, \text{ Вт}$	$Q_{\text{приб}}, \text{ вар}$
Вторичная обмотка класса точности 0,2							
1	Счетчик SATEC PM172	0,04·3 фазы	0,175	0,975	1	0,021	0,117
Итого						0,021	0,117
Вторичная обмотка класса точности 0,5							
1	Ваттметр CP3020	0,1·3 фазы	0,038	0,925	1	0,114	0,278
2	Вольтметр Omix P99-VX-3-0,5-3К	3·3 фазы	0,67	0,745	1	6	6,708

Продолжение таблицы В.6

3	ФИП-2-В	3·3 фазы	1	0	1	9	0
Итого						15,135	7,103

Результаты расчета нагрузок трансформаторов напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10-У3 сведены в таблицу В.7.

Таблица В.7 – Нагрузка вторичных обмоток трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10-У3

№ п/п	Прибор	Потребляемая мощность, ВА	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P _{приб} , Вт	Q _{приб} , ВАр
Вторичная обмотка класса точности 0,2							
1	Счетчик НЕВА	2·3 фазы	0,5	0,866	7	21	36,372
Итого						21	36,372
S _{Σ2} , ВА				42			
Нагрузка на вторичные обмотки не превышает тройной номинальной нагрузки							
Вторичная обмотка класса точности 0,5							
1	Вольтметр ЦВ9255	0,5	1	0	1	1	0
2	Вольтметр Omix P99-VX-3-0,5-3К	3·3 фазы	0,67	0,745	1	6	6,708
3	Ваттметр СР3020	0,1·3 фазы	0,038	0,925	1	0,114	0,278
Итого						7,114	6,986
S _{Σ2} , ВА				9,971			
Нагрузка на вторичные обмотки не превышает тройной номинальной нагрузки							

Результаты проверки электродинамической стойкости жестких шин в ОРУ 110 кВ сведены в таблицу В.8.

Таблица В.8 - Результаты проверки электродинамической стойкости жестких шин в ОРУ 110 кВ

Длина пролета l=7,3 м	
Расчетный параметр	Значение параметра
f_1 , Гц	1,469
$f_1 \leq 30$ Гц, следовательно, механического резонанса при коротких замыканиях не возникает	
$F_{\max}^{(3)}$, Н	167
f_1/f	0,029
η	0,35
σ_{\max} , Па	$4,614 \cdot 10^7$
$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}$, следовательно, шины обеспечивают требование электродинамической стойкости	
Длина пролета l=7,6 м	
Расчетный параметр	Значение параметра
f_1 , Гц	1,355
$f_1 \leq 30$ Гц, следовательно, механического резонанса при коротких замыканиях не возникает	
$F_{\max}^{(3)}$, Н	174
f_1/f	0,027
η	0,35
σ_{\max} , Па	$4,715 \cdot 10^7$
$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}$, следовательно, шины обеспечивают требование электродинамической стойкости	

Результаты проверки шин 10 кВ наружной установки по электродинамической стойкости сведены в таблицу В.9.

Таблица В.9 – Результаты проверки шин наружной установки по условиям электродинамической стойкости

Расчетный параметр	Значение параметра
r_1	4,73
λ	12
$K_{расп}$	1
$K_{ф}$	0,4
f_1 , Гц	234
$f_{1п}$, Гц	234
$J_{п}$, М ⁴	$8,333 \cdot 10^{-9}$
J , М ⁴	$1,667 \cdot 10^{-8}$
$W_{п}$, М ³	$1,667 \cdot 10^{-6}$
W , М ³	$3,333 \cdot 10^{-6}$
$F_{max}^{(3)}$, Н	69
m , кг/м	2,71
l , м	0,5
$l_{п}$, м	0,5
f_1/f	4,7
$\sigma_{max \text{ ф}}$, МПа	0,86
$\sigma_{max \text{ п}}$, МПа (в одной полосе шин фазы)	20
σ_{max} , МПа	20,86
$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}$	
Следовательно, шины обеспечивают требование электродинамической стойкости	

Результаты проверки электродинамической стойкости для шин расположенных по вершинам равностороннего треугольника сведены в таблицу В.10.

Таблица В.10 – Результаты проверки шин по условиям электродинамической стойкости, расположенных по вершинам равностороннего треугольника

Расчетный параметр	Значение параметра
r_1	4,73
λ	12
$K_{расп}$	1
$f_1, Гц$	1038
$f_{1п}, Гц$	1038
$J_п, М^4$	$8,333 \cdot 10^{-7} М^4$
$J, М^4$	$1,667 \cdot 10^{-6} М^4$
$W_п, М^3$	$1,667 \cdot 10^{-5} М^3$
$W, М^3$	$3,333 \cdot 10^{-5} М^3$
$F_{max}^{(3)}, Н$	206,9
$l, м$	0,75
$l_п, м$	0,75
f_1/f	20,8
η	1
ζ_σ	1,39
$\sigma_{max \phi}, МПа$	0,54
$\sigma_{max п}, МПа$	3
$\sigma_{max}, МПа$	3,54
$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}$	
Следовательно, шины обеспечивают требование электродинамической стойкости	

Результаты проверки шин по условиям электродинамической стойкости, расположенных в горизонтальной плоскости в КРУ 10 кВ сведены в таблицу В.11.

Таблица В.11 – Результаты проверки шин по условиям электродинамической стойкости, расположенных в горизонтальной плоскости в КРУ 10 кВ

Расчетный параметр	Значение параметра
r_1	4,73
λ	12
$K_{расп}$	1
$J_{п}, М^4$	$8,333 \cdot 10^{-7} М^4$
$J, М^4$	$1,667 \cdot 10^{-6} М^4$
$W_{п}, М^3$	$1,667 \cdot 10^{-5} М^3$
$W, М^3$	$3,333 \cdot 10^{-5} М^3$
$f_1, Гц$	1038
$f_{1п}, Гц$	1038
$F_{max}^{(3)}, Н$	148
$l, м$	0,75
$l_{п}, м$	0,75
f_1/f	20,8
$\sigma_{max \phi}, МПа$	0,39
$\sigma_{max п}, МПа$	3
$\sigma_{max}, МПа$	3,39
$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}$	
Следовательно, шины обеспечивают требование электродинамической стойкости	

Результаты проверки шин по условиям электродинамической стойкости, расположенных по вершинам равнобедренного прямоугольного треугольника сведены в таблицу В.12.

Таблица В.12 – Результаты проверки шин по условиям электродинамической стойкости, расположенных по вершинам равнобедренного прямоугольного треугольника

Расчетный параметр	Значение параметра
Расстояние между фазами по сторонам катетов треугольника равно, $a=0,280$ м	
r_1	4,73
λ	12
$K_{расп}$	0,95
f_1 , Гц	1038
$f_{1п}$, Гц	1038
$J_п$, $м^4$	$8,333 \cdot 10^{-7} м^4$
J , $м^4$	$1,667 \cdot 10^{-6} м^4$
$W_п$, $м^3$	$1,667 \cdot 10^{-5} м^3$
W , $м^3$	$3,333 \cdot 10^{-5} м^3$
$F_{max}^{(3)}$, Н	140
l , м	0,75
f_1/f	14,84
η	1
ζ_σ	1,16
$\sigma_{max \text{ ф}}$, МПа	0,3
$\sigma_{max \text{ п}}$, МПа	3
σ_{max} , МПа	3,3
$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}$	
Следовательно, шины обеспечивают требование электродинамической стойкости	

Результаты проверки условия коронирования проводов марки АС-185/29 сведены в таблицу В.13.

Таблица В.13 – Результаты расчетов по условиям коронирования проводов марки АС-185/29

Расстояние между фазами выключателя $a=1,4$ м	
$D_{ср}$, м	1,764
E , кВ/см	19,051
E_{max} , кВ/см	20,384
$E_{max} \leq E_{доп}$ следовательно, провода удовлетворяют условиям коронирования	
Расстояние между фазами на линейных порталах $a=2,5$ м	
$D_{ср}$, м	3,15
E , кВ/см	17,151
E_{max} , кВ/см	18,351
$E_{max} \leq E_{доп}$ следовательно, провода удовлетворяют условиям коронирования	
Расстояние между фазами на вводах силового трансформатора $a=1,42$ м	
$D_{ср}$, м	1,789
E , кВ/см	19
E_{max} , кВ/см	20,329
$E_{max} \leq E_{доп}$ следовательно, провода удовлетворяют условиям коронирования	

Результаты проверки изолятора ОСК-10-110-Б-УХЛ1 на электродинамическую стойкость сведены в таблицу В.14.

Таблица В.14 – Результаты проверки изолятора ОСК-10-110-Б-УХЛ1 на электродинамическую стойкость

Длина пролета $l=7,98$ м	
$F_{max}^{(3)}$, Н	182,466
$F_{рас}^{(3)}$, Н	60,207
$F_{рас}^{(3)} \leq F_{доп}^{(3)}$,длина пролета $l=7,6$ м	
$F_{max}^{(3)}$, Н	173,758
$F_{рас}^{(3)}$, Н	57,34
$F_{рас}^{(3)} \leq F_{доп}^{(3)}$	

Результаты проверки изоляторов 10 наружной установки по условиям электродинамической стойкости, расположенных в горизонтальной плоскости, сведены в таблицу В.15.

Таблица В.15. – Результаты проверки изоляторов по условиям электродинамической стойкости, расположенных в горизонтальной плоскости

Расчетный параметр	Значение параметра
Высоты изолятора $h_{из}=0,21$, $H_{из}=0,26$	
$F_{\max}^{(3)}$, Н	69
$F_{рас}^{(3)}$, Н	69
$F_{доп}^{(3)}$, Н	9692
$F_{рас}^{(3)} \leq F_{доп}^{(3)}$	

Результаты проверки изоляторов 10 кВ внутренней установки по условиям электродинамической стойкости, расположенных в горизонтальной плоскости в КРУ 10 кВ сведены в таблицу В.16.

Таблица В.16 – Результаты проверки изоляторов по условиям электродинамической стойкости, расположенных в горизонтальной плоскости

Расчетный параметр	Значение параметра
Высоты изолятора $h_{из}=0,134$, $H_{из}=0,167$	
$F_{\max}^{(3)}$, Н	148
$F_{рас}^{(3)}$, Н	148
$F_{доп}^{(3)}$, Н	9629
$F_{рас}^{(3)} \leq F_{доп}^{(3)}$	

Результаты проверки изоляторов 10 кВ внутренней установки по условиям электродинамической стойкости жестких шин, расположенных по вершинам

равностороннего треугольника сведены в таблицу В.17.

Таблица В.17 – Результаты проверки изоляторов по условиям электродинамической стойкости жестких, расположенных по вершинам равностороннего треугольника.

Расчетный параметр	Значение параметра
Высоты изолятора $h_{из}=0,134$, $H_{из}=0,167$	
$F_{\max}^{(3)}$, Н	206,9
$F_{рас}^{(3)}$, Н	206,9
$F_{доп}^{(3)}$, Н	9629
$F_{рас}^{(3)} \leq F_{допрас}^{(3)}$, $F_{рас}^{(3)} \leq F_{допиз}^{(3)}$	

Результаты проверки изоляторов внутренней установки по условиям электродинамической стойкости жестких, расположенных по вершинам равнобедренного прямоугольного треугольника сведены в таблицу В.18.

Таблица В.18 – Результаты проверки изоляторов по условиям электродинамической стойкости жестких, расположенных по вершинам равнобедренного прямоугольного треугольника.

Расчетный параметр	Значение параметра
Высоты изолятора $h_{из}=0,134$, $H_{из}=0,167$	
$F_{\max}^{(3)}$, Н	140
$F_{рас}^{(3)}$, Н	133
$F_{доп}^{(3)}$, Н	9629
$F_{рас}^{(3)} \leq F_{допрас}^{(3)}$, $F_{рас}^{(3)} \leq F_{допиз}^{(3)}$	