

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)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10кВ «Под-
бельская ПФ»

Студент

Н.И. Яцков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(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

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

(личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ".

В работе приведены методики расчета токов короткого замыкания, анализа силовых трансформаторов, методики выбора основного оборудования, систем релейной защиты, молниезащиты и заземления.

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.

Рассчитаны нагрузки подстанции 110/10 "Подбельская ПФ", рассчитаны токи короткого замыкания в наиболее тяжелом режиме, произведен выбор оборудования.

Определена релейная защита на подстанции, выбран оперативный ток, рассчитаны собственные нужды.

Рассчитана система заземления и молниезащиты.

Графическая часть состоит из главной электрической схемы, генерального плана, разреза подстанции, чертежа молниезащиты и заземления, чертежей шкафов КРУ-СЭЩ-63 и КРУ-СЭЩ-61.

Выпускная квалификационная работа содержит 56 страниц, 6 рисунков, 7 таблиц, приложения А, Б, В.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ электрических нагрузок подстанции 110/10 кВ "Подбельская" ..	6
2 Анализ и выбор трансформаторов подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"	8
3 Выбор электрической схемы подстанции.....	13
4 Определение токов коротких замыканий на шинах подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"	14
5 Выбор оборудования подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"	21
5.1 Выбор коммутационных аппаратов.....	21
5.2 Высоковольтные разъединители подстанции "Подбельская"	25
5.3 Измерительные трансформаторы.....	25
5.4 Расчет ошиновки.....	29
5.5 Изоляторы 110 и 10 кВ.....	35
5.6 Выбор бронированных кабелей для отходящих линий 10 кВ.....	37
5.7 Предохранители трансформатора собственных нужд.....	38
6 Релейная защита и выбор оперативного тока.....	39
6.1 Защиты, используемые на подстанции.....	39
6.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора.....	39
6.3 Оперативный ток.....	42
7 Собственные нужды подстанции.....	43
8 Система измерений на подстанции.....	45
9 Расчет заземления подстанции.....	46
10 Молниезащита подстанции.....	49
Заключение.....	51
Список использованных источников.....	52
Приложение А.....	59
Приложение Б.....	62
Приложение В.....	64

Введение

Сельское поселение Подбельск расположено в Самарской области в Похвистневском районе. В 2002 году численность населения Подбельска составила около 3417 человек. Согласно генеральному плану сельского поселения Подбельск запланировано строительство новых жилых районов. К 2019 году численность населения увеличится до 39800 человек.

На сегодняшний день электроснабжение сельского поселения Подбельск осуществляется от понизительной подстанции 35/6 кВ "Подбельская", с установленными трансформаторами ТМН-4000/35/6-У1. Данная подстанция работает с коэффициентом загрузки, равным единице. Поэтому запаса мощности на данной подстанции нет. К тому же подстанция питает Подбельскую птицефабрику. Потребители данной подстанции относятся к первой, второй и третьей категории. Поэтому решено строительство новой подстанции с напряжением 110/10 кВ.

Название подстанции 110/10 - "Подбельская ПФ" Данная подстанция будет получать питание по двухцепной воздушной линии 110 кВ, присоединенной к шинам 110 кВ проходной подстанции 110/10 кВ "Ерзовка". Подстанция 110/10 кВ "Ерзовка" получает питание от шин 110 кВ подстанции 110/10 кВ АСК-2". Потребители новой проектируемой подстанции принадлежат первой, второй и третьей категории по надежности электроснабжения [2].

В процессе проектирования электрической части подстанции необходимо грамотно выбрать оборудование. При выборе трансформаторов необходимо учитывать коэффициент загрузки, так как перегрузка трансформатора приведет к перегреву обмоток и скорейшему старению изоляции [22, 23, 24]. Необходимо выбрать основное оборудование подстанции по условиям термической и электродинамической стойкости. Согласно [3] необходимо предусмотреть электрооборудование с элегазовой изоляцией на напряжение 110 кВ [25]. Для выбора оборудования и материалов необходимо учитывать наиболее неблагоприятные условия по короткому замыканию [3, 26]. Грамотный выбор оборудова-

ния, схемы, правильный расчет токов короткого замыкания обеспечит термическую и электродинамическую стойкость оборудования, устойчивость к перенапряжениям и гибкость схемы подстанции при аварийных режимах.

Правильно спроектированная подстанция не представит угрозы для устойчивости электрической системы.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"

Задачи:

- Изучить нормативные документы, используемые при проектировании подстанций;
- Выполнить расчет нагрузок;
- Выбрать главную схему подстанции;
- Рассчитать токи короткого замыкания;
- Выбрать коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, рассчитать ошиновку;
- Произвести выбор релейной защиты и автоматики
- Рассчитать систему заземления и молниезащиты

В качестве объекта проектирования выбрана подстанция 110/10 кВ "Подбельская ПФ"

1 Анализ электрических нагрузок подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"

Расчет нагрузок производился согласно [6]. Расчетные мощности на шинах 10 кВ подстанции известны из Генерального плана сельского поселения Подбельск. Значения расчетных нагрузок получены при использовании удельных коммунально-бытовых нагрузок на одного человека. Затем данные значения нагрузок умножены на суммарное количество человек (39800 человек).

Упорядоченный график нагрузок подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ" представлен в приложении А. Максимальная активная нагрузка подстанции к 2019 году составит $P_{\max}=20,6$ МВт кВт. По упорядоченному графику электрических нагрузок рассчитано количество активной энергии $W_{\text{пс}}$, используемой потребителями сельского поселения Подбельск и птицефабрики, расположенной недалеко от подстанции:

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

где P_i - активная мощность, соответствующая i -ой ступени упорядоченного графика, МВт;

t_i - время потребления мощности на i -ой ступени графика нагрузки, ч.

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

Интервал потребления максимальной активной мощности (время потребления максимума) T_M , ч, рассчитано по формуле:

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

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

Коэффициент мощности на шинах 10 кВ подстанции 11"0/10 кВ Подбельская ПФ" имеет значение $\cos\varphi=0,92$. Исходя из значений активной мощности на каждой ступени упорядоченного графика нагрузок (рисунок А.1) рассчитан и произведен упорядоченный график полной мощности (Приложение А).

Полная мощность на каждой ступени упорядоченного графика S , МВА, при известных значениях активной мощности и коэффициента мощности рассчитана по формуле:

$$S = P_i / \cos\varphi; \quad (1.3)$$

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

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

$$S = 1236 / 0,92 = 13,435 \text{ МВА};$$

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

Максимальная мощность потребителей подстанции равна $S_{M.П}=22,4 \text{ МВА}$.

2 Анализ и выбор трансформаторов подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"

Анализ и выбор трансформаторов произведен согласно методике, представленной в [6]. Категории надежности электроснабжения потребителей - первая, вторая и третья. По рекомендациям, представленным в [4], необходимо установить два силовых трансформатора и обеспечить их взаимное резервирование. Расчетная полная мощность $S_{p.n.t}$ одного из двух трансформаторов в нормальном режиме рассчитана по формуле:

$$S_{p.n.t} = 0,7 \cdot S_{m.n}; \quad (2.1)$$

$$S_{p.n.t} = 0,7 \cdot 22,4 = 15,68 \text{ МВА} = 15680 \text{ кВА}.$$

Решено выбрать два трансформатора по шкале номинальной мощности ТДН-16000/110/10-У1 и ТДН-25000/110/10-У1 [8]. Выполнен анализ количества и стоимости потерь в силовом трансформаторе ТДН-16000/110/10-У1.

Реактивная составляющая потерь мощности Q_x , кВар, в силовом трансформаторе определена согласно формуле:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{n.t}, \quad (2.2)$$

где I_x – ток намагничивания трансформатора, работающего без нагрузки (ток холостого хода), %;

$S_{n.t}$ – номинальная мощность, кВА.

$$Q_x = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ кВар}.$$

Приведенная активная составляющая мощности потерь P'_x , кВт, при работе трансформатора в режиме холостого хода определена по формуле:

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

где P_x - активная составляющая потерь мощности холостого хода, кВт (согласно паспорту трансформатора);

$k_{ин}$ - коэффициент, равный 0,05 кВт/кВар.

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

Коэффициент загрузки k_3 силового трансформатора при аварийном режиме, когда один из трансформаторов выведен в ремонт, и вся нагрузка переключена на второй трансформатор, определен по формуле:

$$k_3 = S_{м.п} / S_{н.т}, \quad (2.4)$$

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

Реактивная составляющая потерь при работе силового трансформатора в режиме короткого замыкания Q_k , кВар, определена по формуле:

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

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

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

Приведенная активная составляющая мощности потерь P'_x , кВт, при работе трансформатора в режиме короткого замыкания определена по формуле:

$$P'_k = P_k + \kappa_{\text{шп}} \cdot Q_k, \quad (2.6)$$

где $P_k=83$ кВт, активная составляющая потерь мощности короткого замыкания, кВт (согласно паспорту трансформатора);

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

Приведенная составляющая потерь активной мощности трансформатора P'_T , кВт, определена по формуле:

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

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

Число работающих трансформаторов на каждой ступени графика электрических нагрузок $n=2$ шт. Значения потерь активной энергии dW_n , кВт·ч, в обмотках высокого напряжения силового трансформатора при использовании упорядоченного годового графика электрических нагрузок и известных значениях коэффициентов загрузки κ_i на i -ой ступени при продолжительности ступени T_i , ч, определены согласно формуле:

$$dW_n = \sum_{i=1}^k n_i \cdot P \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot \kappa_i^2 \cdot T_i \right). \quad (2.8)$$

При расчете потерь использован математический пакет MS Excel 2003. Результаты анализа потерь приведены в приложении А. Суммарные потери активной энергии на шинах 110 кВ подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ" рав-

ны $dW_{\pi} = 977670$ кВт·ч. Стоимость одного кВт·ч потребленной активной энергии C , руб./кВт·ч, при известных основной ($\alpha = 893$ руб./кВт·мес.) и дополнительной ($\beta = 0,44$ руб./кВт·ч) ставках, рассчитана согласно формуле:

$$C = \frac{12 \cdot \alpha}{T_m} + \beta, \quad (2.9)$$

$$C = \frac{12 \cdot 893}{6083} + 0,44 = 2,2 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Значение денежных затрат на покрытие годовых потерь активной энергии I_d , руб., при работе трансформаторов определены согласно формуле:

$$I_d = dW_{\pi} \cdot C, \quad (2.10)$$

$$I_d = 977670 \cdot 2,2 = 2150874 \text{ руб.}$$

Отчисления в течение года на амортизацию, ремонт и обслуживание силовых трансформаторов $I_{\text{аро}}$, руб., при коэффициенте отчислений $p=0,094$ и стоимости двух трансформаторов K , руб., определены согласно формуле:

$$I_{\text{аро}} = p \cdot K, \quad (2.11)$$

$$I_{\text{аро}} = 0,094 \cdot 17542400 = 1649101 \text{ руб.}$$

Приведенная денежная стоимость Z , руб., установки силовых трансформаторов мощностью 16 МВА на подстанции 110/10 "Подбельска ПФ", при нормативном коэффициенте $E=0,125$, определены согласно формуле:

$$Z = E \cdot K + I_{\text{аро}} \cdot I_d, \quad (2.12)$$

$$Z = 0,125 \cdot 17542400 + 1649101 + 2150874 = 5992775 \text{ руб.}$$

Для сравнения выполнен расчет потерь и денежных затрат на трансформатор ТДН-25000/110/10-У1. Анализ трансформатора ТДН-25000/110/10-У1 произведен по методике, аналогичной для трансформатора ТДН-16000/110/10-У1, результаты представлены в приложении А.

Затраты на установку трансформатора мощностью 25 МВА выше, чем затраты на установку трансформатора мощностью 16 МВА. Однако при аварии на подстанции и выводе одного из трансформаторов ТДН-16000/110/10-У1 в ремонт, второй будет работать с перегрузкой на 40 %. С такой перегрузкой трансформатор может работать ограниченное время. Трансформаторы ТДН-25000/110/10-У1 имеют большой запас мощности и способны к подключению дополнительной перспективной нагрузки. В аварийном режиме коэффициент загрузки меньше единицы, следовательно трансформаторы обеспечат электроэнергией всех потребителей без прерывания питания. Поэтому решено установить трансформаторы ТДН-25000/110/10-У1

3 Выбор электрической схемы подстанции

Подстанция 110/10 кВ "Подбельская ПФ" является тупиковой. Согласно требованиям, изложенным в [5] необходимо предусмотреть схему 4Н. Но следует учитывать, что необходимо обеспечить технический учет электрической энергии в каждой цепи подходящих линий электропередач 110 кВ. Поэтому решено установить дополнительные трансформаторы тока в ячейках линий электропередач 110 кВ. Скорректированная схема 4Н представлена на рисунке 3.1

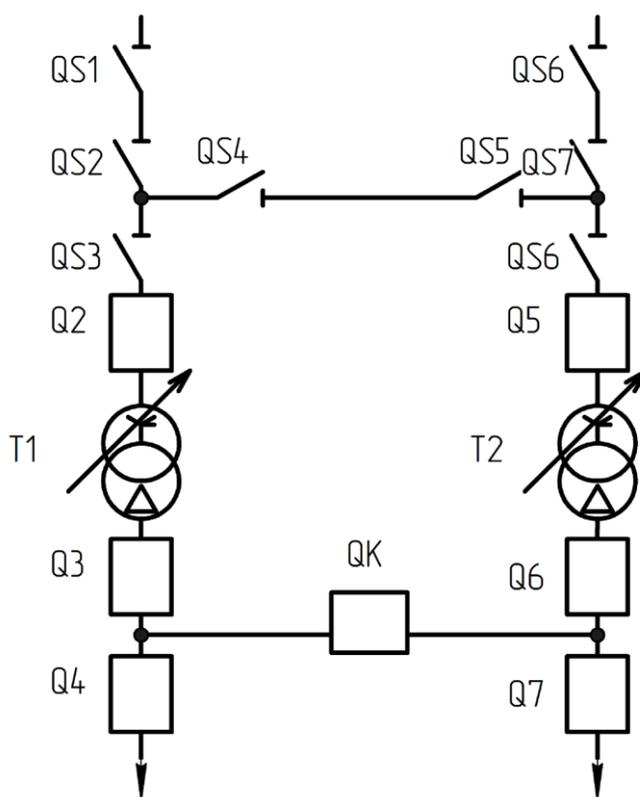


Рисунок 3.1 – Упрощенная схема подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"

4 Определение токов коротких замыканий на шинах подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"

Перед началом расчета токов короткого замыкания определены точки короткого замыкания К1 и К2. Точки короткого замыкания и методика расчета использована согласно [1, 4]. При расчете короткого замыкания использовался наиболее тяжелый режим, когда один трансформатор в ремонте, и две параллельные цепи питающих линий 110 кВ подключены к одному силовому трансформатору. Расчетная схема с точками короткого замыкания представлена на рисунке 4.1. Питающая линия двухцепная с грозотроссом Данный фактор необходимо учитывать при расчетах несимметричных токов короткого замыкания. Расчет произведен в относительных единицах при базисной мощности $S_{\sigma} = 1000$ МВА и напряжении. ЭДС системы $E_{*C(6)} = 1$.

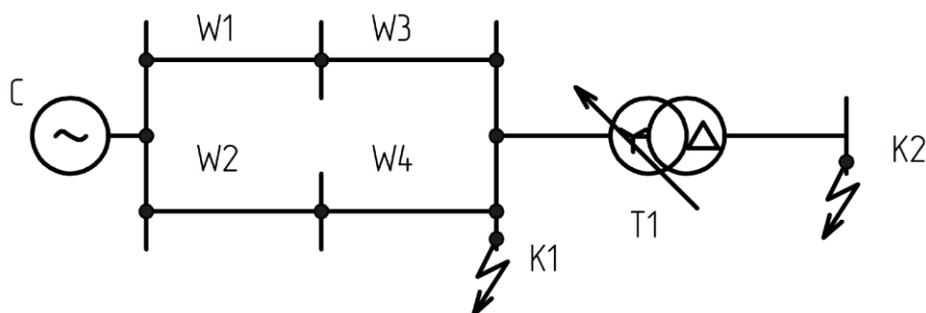


Рисунок 4.1 – Схема расчетная для определения точек короткого замыкания на подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"

Мощность короткого замыкания системы $S_k = 5000$ МВА. Сопротивления системы $X_{*C(6)}$, силового трансформатора ТДН-250000/110/10-У1 $X_{*T(6)}$, линий электропередач W1, W2, W3, W4 $X_{*W(6)}$ определены соответственно:

$$X_{*C(6)} = \frac{S_{\sigma}}{S_k}; \quad (4.1)$$

$$X_{*T(6)} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}T}}; \quad (4.2)$$

$$X_{*W(6)} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{\text{НОМ}}^2}; \quad (4.3)$$

где X_0 - погонное сопротивление линии, Ом/км,

L - длина линии, км;

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

$$X_{*C(6)} \frac{1000}{5000} = 0,2;$$

$$X_{*T(6)} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2;$$

$$X_{*W1(6)} = X_{*W2(6)} = 0,405 \cdot 29 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,888;$$

$$X_{*W3(6)} = X_{*W4(6)} = 0,42 \cdot 3,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,1140;$$

Схема замещения согласно расчетной схеме представлена на рисунке 4.2.

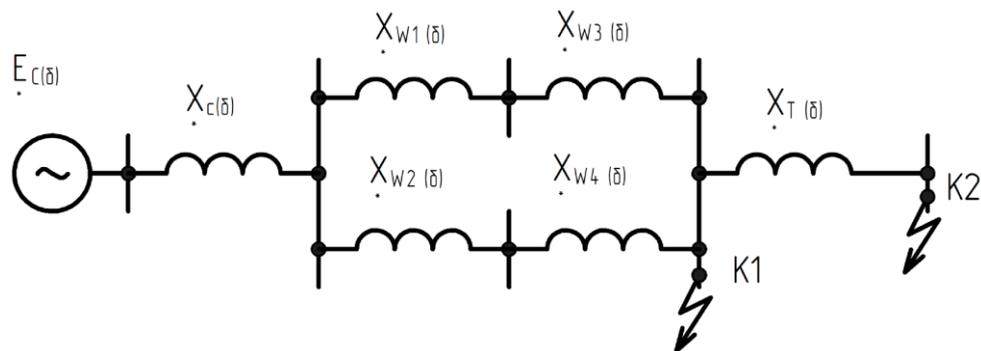


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Суммарное сопротивление схемы в точке К1:

$$X_{*\Sigma(6)} = X_{*C(6)} + \frac{X_{*W1(6)}}{2} + \frac{X_{*W3(6)}}{2}; \quad (4.4)$$

$$X_{*\Sigma(6)} = 0,2 + \frac{0,888}{2} + \frac{0,114}{2} = 0,701;$$

$$X_{*\Sigma K1(6)} = 0,201 + \frac{0,888}{2} + \frac{114}{2} = 0,702.$$

Трехфазный ток I_k, A , короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ" определен согласно формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_{*C(6)}}{X_{*\Sigma K1(6)}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (4.5)$$

$$I_k^{(3)} = \frac{1}{0,701} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,15 \text{ кА};$$

Ударный коэффициент k при постоянной времени $T_a=0,02$ с определен согласно формуле:

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

$$k = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} = 1,6,$$

Трехфазный ударный (электродинамический) ток на шинах 110 кВ подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ" $i_{уд}, \text{ кА}$, определен согласно формуле:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \cdot k; \quad (4.7)$$

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 7,151 \cdot 1,6 = 16,2 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов трехфазных токов короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ" сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Результаты расчетов токов в точке К2

Расчетные параметры	К1	К2
$I_k^{(3)}$, кА	7,15	11,2
$i_{уд}^{(3)} K1$, кА	16,2	28
$X_{*\Sigma(\delta)}$	0,701	4,9
T_a , с	0,02	0,04
κ	1,6	1,8

При расчете однофазного, двухфазного и двухфазного короткого замыкания на землю использован метод симметричных составляющих [1, 4]. Рассчитаны токи короткого замыкания в точке К1 при использовании схемы замещения прямой (рисунок 4.3), обратной (рисунок 4.4) и нулевой последовательности (рисунок 4.5).

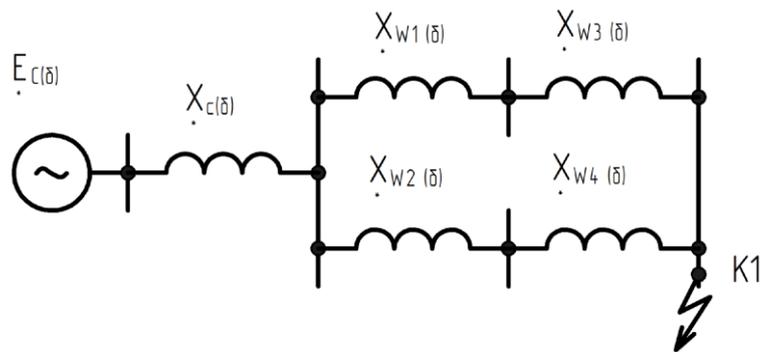


Рисунок 4.3 – Схема замещения прямой последовательности в точке К1

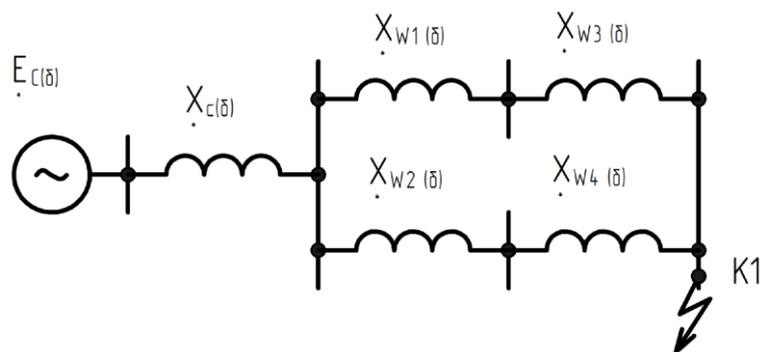


Рисунок 4.4 – Схема замещения прямой последовательности в точке К1

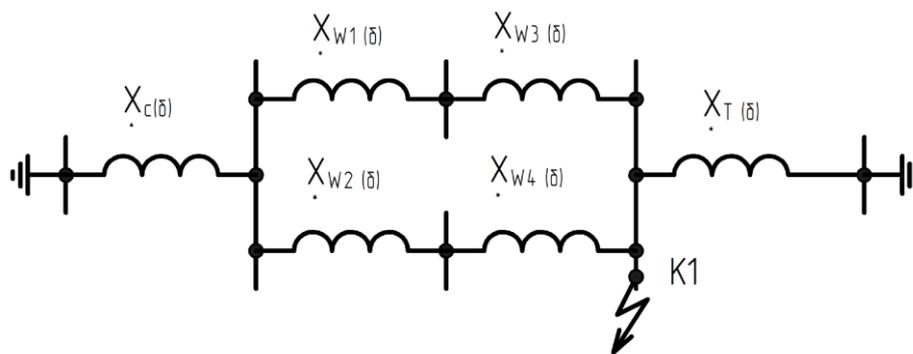


Рисунок 4.5 - Схема замещения нулевой последовательности в точке K1

Сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению обратной последовательности. Сопротивления трансформаторов, системы нулевой последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности. Для воздушных линий сопротивления согласно схеме нулевой последовательности определены по формуле:

$$\begin{aligned} X_{*0W(6)} &= 4,7 \cdot X_{*W(6)} ; \\ X_{*0W(6)} &= 4,7 \cdot 0,888 = 4,2 ; \\ X_{*0W(6)} &= 4,7 \cdot 0,114 = 0,54 ; \end{aligned} \quad (4.8)$$

Суммарное сопротивление $X_{*0\Sigma(6)}$ рассчитано по формуле:

$$\begin{aligned} X_{*0\Sigma(6)} &= \frac{\left(X_{*C(6)} + \frac{X_{*0W1(6)}}{2} + \frac{X_{*0W3(6)}}{2} \right) \cdot X_{*T(6)}}{\left(X_{*C(6)} + \frac{X_{*0W1(6)}}{2} + \frac{X_{*0W3(6)}}{2} \right) + X_{*T(6)}} ; \\ X_{*0\Sigma(6)} &= \frac{\left(0,2 + \frac{4,2}{2} + \frac{0,54}{2} \right) \cdot 4,2}{\left(0,2 + \frac{4,2}{2} + \frac{0,54}{2} \right) + 4,2} = 1,6 ; \end{aligned} \quad (4.9)$$

Дополнительные сопротивления при несимметричных коротких замыканиях $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)}$, $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)}$ и $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)}$ рассчитаны по формулам :

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

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

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

Коэффициенты $m^{(n)}$ рассчитаны по формулам:

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

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

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

Несимметричные токи $I_K^{(n)}$, кА, равны:

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

Ударные токи $i_{уд}^{(n)}$, кА, рассчитаны по формуле (4.7)

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

Результаты представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Токи несимметричных коротких замыканий

Короткое замыкание	Расчетная характеристика	Результат расчета
$K^{(1)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)}$	2,3
	$m^{(1)}$	3
	$I_k^{(1)}, \text{кА}$	5
$K^{(2)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)}$	0,701
	$m^{(2)}$	1,732
	$I_k^{(2)}, \text{кА}$	6,2
$K^{(1.1)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)}$	0,5
	$m^{(1.1)}$	1,5
	$I_k^{(1.1)}, \text{кА}$	6,5

Для точки К2 расчет произведен аналогично точке К1. Результаты сведены в таблицу Б1.1

5 Выбор оборудования подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ"

5.1 Выбор коммутационных аппаратов

5.1.1 Высоковольтные выключатели 110 кВ

Для установки в открытом распределительном устройстве 110 кВ выбран элегазовый выключатель производства компании АВВ. Марка выключателя LTB 145D1/B. Технические характеристики взяты из [9]. Номинальное напряжение выключателя $U_H=145$ кВ, номинальный ток $I_H=2000$ А. Для проверки параметров выключателя на соответствие параметрам сети время срабатывания релейной защиты принято $t_{срза}=0,1$ с. В режиме, когда два трансформатора работают с нагрузкой 70% (нормальный режим), значение тока в обмотках 110 кВ $I_{нр}$, А, рассчитано по формуле:

Ток нормального режима $I_{нр}$, А, рассчитан по формуле:

$$I_{нр} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (5.1)$$

$$I_{нр} = 0,7 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 88 \text{ А.}$$

В режиме 40 перегрузки трансформаторов, когда один выведен в ремонт, и вся нагрузка переведена на второй, для обеспечения резервирования, ток $I_{ар}$, А, рассчитан по формуле:

$$I_{ар} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (5.2)$$

$$I_{ар} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А.}$$

Ток аварийного режиме меньше тока номинальной выключателя. Время τ , с, которое равно промежутку от начала короткого замыкания до момента нача-

ла расхождения контактов высоковольтного выключателя, при собственном времени отключения выключателя $t_c=0,039$ с, рассчитано определено согласно формуле:

$$\tau = t_{p3a} + t_c, \quad (5.3)$$

$$\tau = 0,01 + 0,039 = 0,049, \text{ с.}$$

Коэффициент $\beta=36\%$ (доля несинусоидальной составляющей тока). Номинальный ток отключения выключателя LTB 145D1/B $I_{но}=40$ кА. Следовательно, $I_{н0 K1}^{(3)} \leq I_{но}$. Несинусоидальная доля короткозамкнутого тока $i_{апс}$, кА, равна:

$$i_{апс K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{н0 K1}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (5.4)$$

$$i_{апс K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 7,15 \cdot e^{-0,49/0,02} = 0,92 \text{ кА.}$$

Апериодический ток, который способен отключить выключатель, $i_{апсв}$, кА, рассчитано по формуле:

$$i_{апсн} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta / 100 \right) \cdot I_{но}; \quad (5.5)$$

$$i_{апсн} = \left(\sqrt{2} \cdot 36 / 100 \right) \cdot 40 = 19 \text{ кА.}$$

Апериодическая слагающая короткозамкнутого тока меньше тока выключателя. Периодический сквозной ток выключателя $I_{ск}=40$ кА. Мгновенный пиковый сквозной ток $i_{скп}=102$ кА. Сквозные токи выключателя больше токов короткого замыкания (периодического трехфазного и ударного). Время от начала короткого замыкания до полного его отключения $t_{окз}$, с, при полном времени отключения $t_{по}=0,055$ с, определено согласно следующей формуле:

$$t_{окз} = t_{p3a} + t_{по}; \quad (5.6)$$

$$t_{\text{окз}} = 0,01 + 0,056 = 0,066 \text{ с.}$$

При протекании тока короткого замыкания, последний оказывает тепловое воздействие (интеграл Джоуля B , $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$), которое равно:

$$B = I_{\text{окз}}^{(3)} \cdot t_{\text{окз}} + T_{\text{аК1}}; \quad (5.7)$$

$$B = 7,15^2 \cdot (0,066 + 0,02) = 4,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Допустимый интеграл джоуля $B_{\text{д}}$, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$, при известном токе термической стойкости $I_{\text{т}}$, с, равен:

$$B_{\text{д}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{окз}}; \quad (5.8)$$

$$B_{\text{д}} = 40^2 \cdot 0,066 = 106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выключатель LTB 145D1/B превосходит расчетные параметры сети, следовательно пригоден к эксплуатации.

5.1.2 Выключателя 10 кВ для вводов, секционирования и питания отходящих линий 10 кВ

Для распределения электрической энергии на напряжении 10 кВ используется комплектное распределительное устройство типа КРУ-СЭЩ-63 [10]. Комплектное распределительное устройство поставляется в блоках высокой готовности (модули электротехнических блоков) [11].

5.1.2.1 Вводной и секционный выключатель

В режиме работы трансформаторов с коэффициентом загрузки равным 70%, ток $I_{\text{нр}}$, А, определен по (5.1):

$$I_{\text{нр}} = 0,7 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 963 \text{ А.}$$

Для установки в КРУ 10 кВ выбраны вводные и секционный выключатели марки LF-2 [12]. Данный выключатель соответствует параметрам сети, результаты проверки внесены в приложение В.

5.1.2.1 Выбор выключателя 10 кВ для линий к потребителям 10 кВ

Выключатели на отходящих кабельных линиях выбраны выключатели LF-1 [13] с условием, что при возникновении аварии и отключении одного из силовых трансформаторов, вся нагрузка переключится на второй работающий трансформатор. Следовательно выключатели должны соответствовать данной (аварийной) нагрузке. То есть в аварийном режиме нагрузка выключателей возрастет вдвое. С одной секции шин отходят $n=6$ шт. линий 10 кВ. Ток в безаварийном режиме $I_{нр}$, А, определен по формуле:

$$I_{нр} = \frac{S_{ис\ max}}{2 \cdot n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (5.9)$$
$$I_{нр} = \frac{22400}{2 \cdot 6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 102 \text{ А.}$$

Ток в режиме аварии, когда через выключатели пропускают двойную нагрузку $I_{ав}$, А, рассчитан по формуле:

$$I_{ав} = \frac{S_{ис\ max}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (5.10)$$
$$I_{ав} = \frac{22400}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 205 \text{ А.}$$

Результаты проверки выключателя представлены в приложении В. Выключатель соответствует параметрам сети в режиме аварийной перегрузки, что делает его пригодным для эксплуатации. Все выключатели 10 кВ устанавливаются на выкатной элемент.

5.2 Высоковольтные разъединители подстанции "Подбельская"

В открытом распределительном устройстве 110 кВ решено установить разъединители марки РГ-110/1250-УХЛ1 производства ЗАО "ЗЭТО" [14]. Разъединители выбраны по наиболее тяжелому режиму (когда один их трансформаторов выведен в ремонт). Максимальный аварийный ток, протекающий через разъединители равен $I_{ав}=176$ А. Данный ток рассчитан при выборе выключателей 110 кВ. Номинальное напряжение равно 110 кВ. Номинальный тока равен 1250 А. Параметры сквозных токов разъединителей равны: $I_{ск} = 40$ кА; $i_{скп} = 80$ кА. Сквозные токи разъединителей имеют большее значение по сравнению с расчетными значениями трехфазного периодического и ударного тока короткого замыкания в точке К1. Допустимы интеграл Джоуля рассчитан по формуле (5.7) и равен:

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

Разъединитель по параметрам соответствует режимам сети и пригоден к установке в ОРУ 110 кВ. Секционный разъединитель 10 кВ имеет такие же параметры по току, напряжению и тепловому импульсу, что и секционный выключатель 10 кВ.

5.3 Измерительные трансформаторы

5.3.1 Трансформатор тока

В ОРУ 110 кВ решено установить элегазовый трансформатор тока типа ТОГф-110-УХЛ1 производства компании ЗАО "ЗЭТО" [15]. Ток, протекающий в первичной обмотке равен 176 А (известен из предыдущих расчетов). Вторичный ток трансформатор тока $I_{2н}=5$ А. Номинальное напряжение равно 110 кВ. Наибольшее мгновенное значение тока электродинамической стойкости равно $i_{мгпэд}=102$ кА, что больше трехфазного ударного тока короткого замыкания. Ин-

теграл Джоуля при протекании трехфазного короткозамкнутого тока B , $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$, при известном времени термической стойкости $t_{\text{тст}}=3$ с, определен по формуле:

$$B = I_{\text{н0 КЛ}}^{(3)} \cdot t_{\text{тст}} ; \quad (5.11)$$

$$B = 7,15^2 \cdot 3 = 154 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Допустимый интеграла Джоуля $B_{\text{д}}$, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$, при известном токе термической стойкости $I_{\text{тст}}=23$ кА, рассчитан по формуле:

$$B_{\text{д}} = I_{\text{тст}}^2 \cdot t_{\text{тст}} ; \quad (5.12)$$

$$B_{\text{д}} = 23^2 \cdot 3 = 1590 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По напряжению, току и тепловому импульсу (интегралу Джоуля) трансформатор удовлетворяет параметрам сети. Нагрузки вторичных обмоток ТОГф-110-УХЛ1 представлены в таблице 5.1

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

Вторичная обмотка с классом точности 0,2S			
Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузка S, ВА на фазы:		
	A	B	C
	Вторичная обмотка с классом точности 0,2S		
Для учета электроэнергии	0,1 (SATEC PM172)	0,1 (SATEC PM172)	0,1 (SATEC PM172)
Итого $S_{\text{сумм0,2S}}$	0,1	0,1	0,1
Вторичная обмотка с классом точности 0,5			
Амперметр	0,5 (РА194I)	0	0
Ваттметр	0,07 (PS194P)	0,07 (PS194P)	0,07 (PS194P)
Фиксирующий измерительный прибор	3 (ФИП-2А)	3 (ФИП-2А)	3 (ФИП-2А)
Итого $S_{\text{сумм0,5}}$	4,2	3,7	3,7

Для расчета сечений проводов вторичных цепей трансформатора тока выбрано сопротивление контактов $z_{\text{конт}}=0,1$ Ом. Максимальное сопротивление цепей, подключенных к обмотке точностью 0,2S равно $z_{\text{макс}0,2S}=2$ Ом, максимальное сопротивление цепей, подключенных к обмотке точностью 0,5S равно $z_{\text{макс}0,5}=1,2$ Ом. Материал соединительных проводов длиной $l=65\text{м}$ - алюминий, имеющий удельное сопротивление $\rho_{\text{Al}}=0,0283$ Ом·мм²/м. Анализ и расчет нагрузок вторичных обмоток сведен в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Нагрузки вторичных обмоток

Рассчитываемы параметр	Расчетная формула	Результаты расчетов
Внутренне сопротивление подключенных устройств $z_{\text{устр}}$, Ом	$z_{\text{устр}} = S_{\text{сумм}} / I_{2н}^2$	$z_{\text{устр}0,2S} = 0,1/5^2 = 0,0004$ Ом; $z_{\text{устр}0,5} = 4,2/5^2 = 0,168$ Ом.
Импеданс соединительных проводников $z_{\text{пров}}$, Ом	$z_{\text{пров}} = z_{\text{макс}} - z_{\text{конт}} - z_{\text{устр}}$	$z_{\text{пров}0,2S} = 2 - 0,1 - 0,0004 = 1,896$ Ом; $z_{\text{пров}0,5} = 1,2 - 0,1 - 0,168 = 0,932$ Ом.
Сечение алюминиевых проводов S_{Al} , мм ²	$S_{\text{Al}} = \frac{\rho_{\text{Al}} \cdot l}{z_{\text{пров}}}$,	$S_{\text{Al}0,2S} = \frac{0,0283 \cdot 65}{1,896} = 0,97$ мм ² ; $S_{\text{Al}0,5} = \frac{0,0283 \cdot 65}{0,932} = 1,974$ мм ² ;
Выбраны алюминиевые провода с сечением 2 мм ²		

5.3.1.1 Шинные трансформаторы тока в водных ячейках

В КРУ 10 кВ решено установить трансформатор тока типа ТШЛ-10-2000/5-У2 [16]. Наибольший ток в перегрузочном (аварийном режиме) равен $I_{\text{ар}}=1925$ А. Ток вторичных обмоток равен $I_{2н}=5$ А. Токи электродинамической стойкости трансформатора тока больше расчетных токов короткого замыкания в точке К2. Вторичные обмотки имеют классы точности 0,2S, 0,5, 5P. Выбор нагрузок вторичных обмоток, расчет сечений проводов и проверка параметров

трансформатора тока на соответствие параметрам сети представлен в приложении В. Трансформатор тока удовлетворяет условиям работы в сети.

5.3.1.2 Шинный трансформатор тока в секционной ячейке

В ячейке секционного выключателя решено установить трансформатор тока типа ТШЛ-10-1000/5 [16]. Выбор и проверка трансформатора тока представлены в приложении В.

Выбран трансформатор тока марки ТШЛ-10-1000/5-У2 [19]. Результаты расчета и проверки трансформатора тока на соответствие параметрам сети представлены в приложении В.

5.3.1.3 Трансформатор тока в ячейках потребителей 10 кВ

В ячейках выключателей отходящих линий 10 кВ решено установить трансформаторы тока с литой изоляцией типа ТОЛ-10 []

Выбран трансформатор тока марки ТОЛ-10-300/5 [19]. Результаты расчета и проверки трансформатора представлены в приложении В.

5.3.3 Трансформатор напряжения 110 кВ

Для подключения цепей напряжения приборов учета, измерений и защиты на открытом распределительном устройстве подстанции "Подбельская" решено установить трансформаторы напряжения емкостного типа НДЕ-М-110-УХЛ1 [18]. Номинальное напряжение первичной обмотки $110/\sqrt{3}$ кВ, номинальные напряжения вторичных обмоток $110/\sqrt{3}$ В. Две вторичные обмотки имеют классы точности 0,2 и 0,5, обмотка защиты имеет класс точности 3Р. Допустимая нагрузка на вторичные обмотки учета и измерений равны: $S_{н0,2}=100$ ВА, $S_{н0,5}=200$ ВА. Приборы подключенные к вторичным обмоткам представлены в приложении В. Мощность приборов, подключенных ко вторичным обмоткам классов точности 0,2 и 0,5 равны:

$$S = \sqrt{P_{\text{устр}}^2 + Q_{\text{устр}}^2}; \quad (5.13)$$

$$S_{0,2} = \sqrt{0,021^2 + 0,117^2} = 0,12 \text{ ВА};$$

$$S_{0,5} = \sqrt{15,1^2 + 7,1^2} = 17 \text{ ВА};$$

Трансформатор напряжения пригоден к установке на ОРУ 110 кВ подстанции "Подбельская ПФ"

5.3.4 Трансформатор напряжения в КРУ 10 кВ

Для присоединения приборов учета, измерений и защиты на стороне 10 кВ решено установить трансформаторы напряжения с литой изоляцией ЗНОЛ-10 [19]. Номинальное напряжение первичной обмотки $10,5/\sqrt{3}$ кВ, номинальные напряжения вторичных обмоток $100/\sqrt{3}$ В. Две вторичные обмотки имеют классы точности 0,2 и 0,5, обмотка защиты имеет класс точности 3Р. Допустимая нагрузка на вторичные обмотки учета и измерений равны: $S_{н0,2}=25$ ВА, $S_{н0,5}=50$ ВА. Приборы подключенные к вторичным обмоткам представлены в приложении В.

5.4 Расчет ошиновки

5.4.1 Расчет жесткой ошиновки на ОРУ 110 кВ

Расчет ошиновки произведен согласно [4]. На ОРУ 110 решено установить шины трубчатого сечения марки сплава 1915Т. Сечение стенки трубчатых шин s_3 , мм², при известной экономической плотности тока $j_{эк}=1$ А/мм², определено по формуле::

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

$$s_3 = \frac{176}{1} = 176 \text{ мм}^2.$$

Для расчетов принята дистанция между осями проводников (шин) $a_{осш}=2$ м. Модуль упругости материала шин $E_{1915Т}=7 \cdot 10^4$ Па. Параметры трубы следующие: наружный диаметр $D_{нар}=0,03$ м, внутренний $d_{внутр}=0,026$ м [21]. Прочность шины на растяжение $\sigma_{раст}=318 \cdot 10^6$ Па. Длительно допустимый ток по условию

нагрева шин $I_{\text{длнагр}}=576$ А. Длительно допустимый ток больше аварийного тока (176 А). Коэффициент шинной конструкции равен $r_1=3,14$ [4]. Коэффициенты расположения трубчатых шин $k_p=1$, коэффициент формы $k_{\text{форм}}=1$. Минимальное сечение шин $S_{\text{терм}}$, мм^2 , для того, чтобы обеспечить протекание тока короткого замыкания в точке К1 и выдержать тепловой импульс Джоуля (при коэффициенте $C_T=66 \text{ А}\cdot\text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$), определено по формуле:

$$S_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{B}}{C_T}, \quad (5.15)$$

$$S_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{B}}{C_T} = \frac{\sqrt{4347000000}}{66} = 31,6 \text{ мм}^2.$$

Длина пролета равна $l_{\text{прол}}=6,59$ м. Момент инерции $J_{\text{тр}}$, м^4 , и сопротивление $W_{\text{тр}}$, м^3 , сечения трубчатой шины равны соответственно:

$$J_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{нар}}^4 - d_{\text{внутр}}^4}{64}; \quad (5.16)$$

$$W_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{нар}}^4 - d_{\text{внутр}}^4}{32 \cdot D_{\text{нар}}}; \quad (5.17)$$

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

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

Вес 1 м шины m , кг/м , при плотности материала $\rho_{\text{Al}}=2770 \text{ кг/м}^3$ равен:

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

$$m = 1 \cdot 0,000176 \cdot 2770 = 0,487 \text{ кг/м}.$$

Частота синусоидальных колебаний трубчатой шины сплава 1915Т $f_{\text{труб}}$, Гц, определена по формуле:

$$f_{\text{труб}} = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{прол}}} \cdot \sqrt{\frac{E_{1915Т} \cdot J_{\text{тр}}}{m}}, \quad (5.19)$$

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

Частота меньше 30 Гц, что не приведет к механическому резонансу. При протекании токов короткого замыкания на шинную конструкцию действует сила $F_{\text{max}}^{(3)}$, Н, которая рассчитана по формуле:

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot 1 \cdot \left(\overset{(3)}{I_{\text{удК1}}} \right)^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{\text{расп}}, \quad (5.20)$$

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{2} \cdot 6,8 \cdot 16248^2 \cdot 1 \cdot 1 = 156 \text{ Н.}$$

При протекании токов короткого замыкания и действия силы $F_{\text{max}}^{(3)}$ в материале шин образуется напряжение σ , Па, определяемое по формуле при известных коэффициентах шинной контракции $\lambda=8$ и динамической нагрузки $\eta=0,33$:

$$\sigma = \frac{F_{\text{max}}^{(3)} \cdot l_{\text{прол}}}{\lambda \cdot W} \cdot \eta, \quad (5.21)$$

$$\sigma_{\text{max}} = \sigma = \frac{156 \cdot 6,8}{8 \cdot 1,155 \cdot 10^{-6}} \cdot 0,35 = 3,755 \cdot 10^7 \text{ Па} = 37,55 \text{ МПа.}$$

Напряжение в материале шин при протекании тока короткого замыкания должно быть меньше критического, $\sigma_{\text{кр}}$, МПа, определяемого по формуле:

$$\sigma_{кр} = 0,7 \cdot \sigma_{раст} , \quad (5.22)$$

$$\sigma_{кр} = 0,7 \cdot 318 = 223 \text{ МПа} .$$

Шины стойкие к электродинамическому воздействию токов короткого замыкания. Шины на ОРУ 110 кВ, имеющие другую длину, также проверены на электродинамическую стойкость, результаты внесены в Приложение В.

5.4.2 Ошиновка 10 кВ от вводов 10 кВ силового трансформатора до РКУ 10 кВ

Для реализации ошиновки 10 кВ решено установить плоские шины из сплава АД31Т. Шины распложены в горизонтальной плоскости на расстоянии друг от друга $l_{фаз}=0,4$ м. Коэффициент расположения шинной конструкции равен $k_p=0,94$. Расчет шин 10 кВ произведен аналогично шинам 110 кВ. Величины сечений шин представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты расчетов сечения шин

$S_s, \text{ мм}^2$	$S_{терм}, \text{ мм}^2$
1930	44

Параметры шин следующие ширина $h_{ш}=0,1$ м, толщина $b_{ш}=0,01$ м. Для обеспечения пропускной способности шин используются двухполосные шины (в каждой фазе 2 полосы 100x10 мм). Площадь поперечного сечения двухполосной шины равна $s=0,002 \text{ м}^2$. Прочность на разрыв (растяжение) $\sigma_{раст}=127$ МПа. Длительно допустимый ток равен 2860 А. Модуль упругости равен $E_{1915T}=7 \cdot 10$ Па. Промежуток между полосами $b_{пол}=0,02$ м.Параметры шинной конструкции следующие: $k_{форм}=0,4$, $r1=4,73$, $\lambda=12$, $k_p=1$, $f_1=240$ Гц , $f_{1п}=240$ Гц, $m=2,7$ кг/м. Критическое механическое напряжение $\sigma_{кр}$, МПа, определено по формуле (5.22):

$$\sigma_{кр} = 0,7 \cdot 127 = 89 \text{ МПа} .$$

Результаты проверки электродинамической стойкости представлены в Приложении В. Определен момент инерции одной полосы двухполосной шины $J_{п}$, $м^4$, и всей двухполосной шины $J_{ш}$, $м^4$, по формулам:

$$J_{п} = \frac{h_{ш} \cdot b_{ш}^3}{12}; \quad (5.23)$$

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

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

$$J_{ш} = \frac{0,1 \cdot 0,01^3}{6} = 1,7 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Величина момента сопротивления $W_{полш}$, $м^3$, для одной полосы и для всей двухполосной шины $W_{двпш}$, $м^3$, определены по формулам:

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

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

$$W_{полш} = \frac{0,1 \cdot 0,01^2}{6} = 1,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

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

Оптимальная длина пролета двухполосных плоских шин для исключения возникновения механического резонанса $l_{пролш}=0,5$ м, для полос шин между местами сварок $l_{пролп}=0,5$. Механическое напряжение всей двухполосной шины $\sigma_{2п}$, Па, и механическое напряжение $\sigma_{1п}$, Па, в одной полосе определены по формулам соответственно:

$$\sigma_{2п} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot I_{\text{прол}}}{\lambda \cdot W_{\text{двпш}}}; \quad (5.27)$$

$$\sigma_{1п} = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot I_{\text{прол}} \cdot K_{\text{форм}} \cdot \left(\frac{i_{\text{уд К2}}^{(3)}}{n} \right)^2}{\lambda \cdot I_{\text{фаз}} \cdot W_{\text{полш}}}; \quad (5.28)$$

$$\sigma_{2п} = \frac{69 \cdot 0,5}{12 \cdot 3,3 \cdot 10^{-6}} = 8,6 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

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

Суммарное механическое воздействие $\sigma_{\text{сумм}}$, МПа, равно:

$$\sigma_{\text{сумм}} = \sigma_{1п} + \sigma_{2п}; \quad (5.29)$$

$$\sigma_{\text{сумм}} = 0,86 + 20 = 20,86 \text{ МПа}.$$

Суммарное напряжение меньше критического, следовательно шины устойчивы к воздействию токов короткого замыкания.

5.4.3 Гибкая ошиновка

Для реализации перемычек, опусков на ОРУ 110 использованы провода марки АС. Сечение сталеалюминевых проводов s , мм², определено по формуле (5.14):

$$s = \frac{176}{1} = 176 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводов: АС-185/29. Параметры проводов: наружный диаметр $d_{\text{нар}}=0,0188$ м, радиус $r_{\text{пров}}=0,094$ м. Максимальный ток длительного режима равен 510 А. Геометрические размеры ошиновки (расстояние между фазами)

такие же как у жестких шин 110 кВ. Среднее геометрическое расстояние между проводами марки АС-185/29 $D_{\text{геом}}$, м, равно:

$$D = \sqrt[3]{2 \cdot 1_{\text{фаз}}^3}, \quad (5.31)$$

$$D = \sqrt[3]{2 \cdot 2^3} = 2,52 \text{ м} = 252 \text{ см.}$$

Минимальная напряженность коронирования $E_{\text{минкор}}$, кВ/см, равна:

$$E_{\text{минкор}} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{пров}}}} \right), \quad (5.32)$$

$$E_{\text{минкор}} = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,4}} \right) = 32,8 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность поля у кромки провода $E_{\text{кр}}$, кВ/см, равна:

$$E_{\text{кр}} = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ср ном}}}{r_{\text{пров}} \cdot \lg \frac{D}{r_{\text{пров}}}}, \quad (5.33)$$

$$E_{\text{кр}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,94 \cdot \lg \frac{252}{0,94}} = 18 \text{ кВ/см.}$$

Провода не коранируют, если саблюдается условие:

$$1,07 \cdot E_{\text{кр}} \leq 0,9 \cdot E_{\text{минкор}}; \quad (5.34)$$

$$20 \leq 30 \text{ кВ/см.}$$

5.5 Изоляторы 110 и 10 кВ

5.5.1 Опорные изоляторы 110 кВ

На ОРУ 110 кВ для обеспечения изоляции проводников жесткой ошиновки решено установить изоляторы типа ОСК-10-110-УХЛ1 []. Расчет нагрузок на изоляторы произведен для пролета имеющего наибольшую длину (7,6 м), так как данный пролет имеет наименьшее сопротивление механическому воздействию токов короткого замыкания. Коэффициент шинной конструкции $\beta=1$. При протекании токов короткого замыкания на изолятор действует сила $F_{\text{рас}}^{(3)}$, Н, определяемая по формуле:

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

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = 1 \cdot 175 \cdot 0,35 = 60 \text{ Н.}$$

Расстояние от нижнего фланца изолятора до оси трубчатой шины $H=1,12$ м, до верхнего фланца изолятора равно $h=0,95$ м. Критическая изгибающая сила, $F_{\text{доп}}^{(3)}$, Н, действующая на изолятор при протекании тока короткого замыкания равна, рассчитана по формуле:

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

$$F_{\text{доп}}^{(3)} = 0,6 \cdot 10000 \cdot \frac{0,966}{1,11} = 5301 \text{ Н.}$$

Сила при протекании тока короткого замыкания меньше критической. следовательно изоляторы стойкие в электродинамическому воздействию токов короткого замыкания.

5.5.2 Опорные изоляторов 10 кВ

Для изоляции шин 10 кВ выбраны изоляторы ОНШ-10-20-УХЛ1. Проверка электродинамической стойкости представлена в Приложении В. Изоляторы стойкие к воздействию токов короткого замыкания.

5.5.3 Проходные изоляторы 10 кВ

Для ввода в КРУ 10 кВ использованы изоляторы ИП-10/2000-1250-УХЛ1
Номинальный ток изоляторов равен 2000 А. Критическая изгибающая сила $F_{\text{доп}}^{(3)}$,
Н, равна:

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

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

Токи короткого замыкания вызывают силы $F_{\text{рас}}^{(3)}$, Н, действующие на изгиб
изоляторов, которые рассчитываются по формуле:

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = 0,5 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot \frac{I_{\text{дк1}}^{(3)}}{a} ; \quad (5.38)$$

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

Изгибающая сила тока короткого замыкания меньше критической, следовательно изоляторы стойкие к воздействию короткозамкнутых токов в точке К2.

5.6 Выбор бронированных кабелей для отходящих линий 10 кВ.

Ток нормального режима потребителей 10 кВ, протекающий в кабеле, равен 103 А, аварийный ток при ремонте одного трансформатора и переключении всей нагрузки на второй, равен 205,3 А. Площадь поперечного сечения s , мм², кабеля при известной экономической плотности тока равна:

$$s_s = \frac{102}{1,2} = 85 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель марки АСБ-10 3х240. Допустимый ток без учета понижающих коэффициентов равен $I_{\text{д}}=270$ А. Кабельная линия выполнена траншеями

по два кабеля, расстояние между кабелями в траншее 300 мм. Сечения жилы $s=240 \text{ мм}^2$. Способ прокладки: в траншее по два кабеля, расстояние между кабелями 300 мм. На подстанции - в кабельном канале. Понижающие коэффициенты следующие: $k_1=0,88$ – температурный коэффициент; $k_2=0,85$ - от числа кабелей в траншее; Допустимый ток $I_{\text{длитдоп}}$, А, определен по формуле:

$$I_{\text{длитдоп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_d; \quad (5.43)$$

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

Рассчитанный длительно допустимый ток меньше допустимого согласно ПУЭ. Сечение для обеспечения устойчивости к термическому воздействию тока короткого замыкания s_{term} , мм^2 , рассчитали по формуле (5.15):

$$s_{\text{term}} = \frac{\sqrt{B}}{C_T} = \frac{\sqrt{12582000}}{82} = 44 \text{ мм}^2.$$

Термическое сечение кабеля меньше номинального. Следовательно, обеспечивается условия термической стойкости.

5.7 Предохранители трансформатора собственных нужд

Ток предохранителя $I_{\text{ТСН}}$, А, при мощности трансформатора собственных нужд $S_{\text{ТСН}}=160 \text{ кВа}$ равен:

$$I_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (5.44)$$

$$I_{\text{ТСН}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9 \text{ А}$$

Предохранитель ПКТ101-10-10-31,5 УЗ [8].

6 Релейная защита и выбор оперативного тока

6.1 Защиты, используемые на подстанции

Кабельные линии 10 кВ защищены от коротких замыканий двухступенчатой токовой защитой. В качестве первой ступени используется токовая отсечка, данная защита не имеет выдержки времени. Для защиты от перегрузок, ближнего и дальнего резервирования установлена максимальная токовая защита со ступенчатой выдержкой времени.

Основные защиты силового трансформатора: газовая и дифференциальная. Для защиты от перегрузок и обеспечения резервной защиты вводов 10 кВ, для защиты шин 10 кВ используется максимальная токовая защита. Из средств автоматики используется автоматическое повторное включение вводов 10 кВ.

На секционном выключателе установлены следующие средства автоматики: автоматическое включение резерва, автоматическое повторное включение.

6.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

6.2.1 Общие уставки дифференциальной защиты

Расчет защиты трансформатора произведен по методике, представленной в [21]. Для защиты используются микропроцессорные блоки "Сириус-Т".

Ступени регулирования под нагрузкой (РПН) меняют напряжение от 96,5 кВ до 126 кВ. Рассчитано среднее напряжение регулирования из диапазона 96-126 кВ $U_{cp}=111,25$ кВ. Размах РПН $\Delta U_{рпн}=13$ %. Токи, протекающие в обмотках силового трансформатора при номинальной нагрузке $I_{1н}$, А, и среднем напряжении РПН определены по формуле:

$$I_{1н} = \frac{S_{ном Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (6.1)$$

$$I_{1н110} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 111,25} = 130 \text{ А};$$

$$I_{1н10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ А.}$$

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока на сторонах 110 кВ и 10 кВ равны соответственно: $K_{110}=300/5$; $K_{10}=2000/5$. Токи в плечах защиты $I_{2н}$, рассчитаны по формуле:

$$I_{2н} = \frac{I_{1н}}{K}; \quad (6.2)$$

$$I_{2нн10} = \frac{130}{300/5} = 2,1 \text{ А};$$

$$I_{2нн10} = \frac{1375}{2000/5} = 3,43 \text{ А};$$

6.2.2 ДЗТ-1

Отношения дифференциального тока к току первичной обмотки силового трансформатора равно $I_{диф}/I_{1н10}=4$. Для расчета уставок ДЗТ1 необходимо рассчитать относительное содержание тока короткого замыкания $I_{к*}$, согласно формуле:

$$I_{к*} = I_{к}^{(1)} / I_{1н}; \quad (6.3)$$

$$I_{к*} = 11,2/130 = 85.$$

Для отстройки от тока небаланса при относительный дифференциальный ток $I_{диф}/I_{1н10}$ при коэффициенте отстройки $K_o=1,2$ и коэффициенте небаланса $K_n=0,7$ определен по формуле:

$$I_{диф} / I_{1нн11} = K_o \cdot K_n \cdot I_{к*}; \quad (6.4)$$

$$I_{диф} / I_{1нн11} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 85 = 72;$$

6.2.3 ДЗТ-2

Относительный дифференциальный ток равен 0,3 - основная уставка [21]. Для расчетов остальных уставок используются основные коэффициенты: переходного режима $K_{\pi}=2$; коэффициент однотипности измерительных трансформаторов $K_{\text{однотип}}=1$; погрешность трансформаторов тока $\varepsilon_{\text{тт}}=0,1$; коэффициент не точности $df=0,04$.

Коэффициент, снижающий тормозной ток $K_{\text{сток}}$ равен:

$$K_{\text{сток}} = 1 - 0,5 \cdot K_{\pi} \cdot K_{\text{однотип}} \cdot \varepsilon_{\text{тт}} + \Delta U_{\text{рпн}} + df ; \quad (6.5)$$
$$K_{\text{сток}} = 1 - 0,5 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,82 ;$$

Коэффициент торможения для снижения чувствительности защиты в переходном режиме $K_{\text{т}}$ равен:

$$K_{\text{т}} = 100 \cdot K_{\text{отстройки}} \cdot K_{\pi} \cdot K_{\text{однотип}} \cdot \varepsilon_{\text{тт}} + \Delta U_{\text{рпн}} + df \cdot K_{\text{сток}} ; \quad (6.6)$$

где $K_{\text{отстройки}}=1,3$ - отстройка;

$$K_{\text{т}} = 100 \cdot 1,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 \cdot 0,82 = 60 ;$$

Уставка второй точки излома тормозной характеристики принимается равной 2 согласно [21] Уставка первой точки излома K_1 тормозной характеристики равна:

$$K_1 = I_{\text{диф}} / I_{\text{нн111}} \cdot 100 / K_{\text{т}} ; \quad (6.7)$$
$$K_1 = 0,3 \cdot 100 / 60 = 0,5$$

Для блокировки второй гармоники относительное значение второй гармоники к первой равно 0,15 согласно [21].

6.2.4 ДЗТ-3

$I_{\text{диф}}/I_{1н110}=0,1$ согласно [21], временная уставка равна 10 с. Ток срабатывания защиты для защиты от перегрузки $I_{\text{срзащ}}$, А, на стороне 110 и 10 кВ, при коэффициенте возврата $K=0,95$, рассчитан по формуле:

$$I_{\text{срзащ}} = \cdot K_{\text{отстройки}} \cdot I_{2н} / K; \quad (6.8)$$

$$I_{\text{срзащ}} = \cdot 1,3 \cdot 2,1 / 0,95 = 2,87 \text{ А};$$

$$I_{\text{срзащ}} = \cdot 1,3 \cdot 3,4 / 0,95 = 4,65 \text{ А}.$$

6.3 Оперативный ток

В связи с тем, что на подстанции используется микропроцессорная защита, и приводы выключателей 10 кВ потребляют постоянный ток, выключатели и разъединители 110 кВ используют переменный ток возникает необходимость использовать смешанную систему оперативного тока (постоянный и переменный).

7 Собственные нужды подстанции

Для выбора трансформатора собственных нужд необходимо рассчитать нагрузку на данный трансформатор. Нагрузки собственных нужд подстанции изображены в таблице 8.1

Таблица 8.1 - Состав и мощность электроприемников собственных нужд

№ п/п	Тип устройства нагрузки	Мощность нагрузки, кВт
1	Устройство системы охлаждения (приводу вентиляторов)	2,23
2	Устройства обогрева приводов выключателей, разъединителей	4
3	Устройства обогрева шкафов ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ-СЭЩ-63)	0,5
4	Подогрев приводов разъединителей, шкафов зажимов, шкафов релейной защиты и автоматики	2
5	Обогрев, мощность системы вентилирования, осветительные устройства закрытого распределительного устройств (КРУ 10) совмещенного с оперативным пультом управления	32
10	Прожекторы открытого распределительного устройства 110 кВ	2,5
11	Система аккумуляторных батарей	2x30
Параметры нагрузки: $\cos\varphi_n=0,85$, $\operatorname{tg}\varphi_n=0,6974$		
Суммарная мощность устройств $\sum P_{\text{сн}}$, кВт		103

Результирующая реактивная мощность нагрузки собственных нужд $\sum Q_{\text{сн}}$, кВар, рассчитана по формуле:

$$\sum Q_{\text{сн}} = \operatorname{tg}\varphi_n \cdot \sum P_{\text{сн}} ; \quad (8.1)$$
$$\sum Q_{\text{сн}} = 0,6974 \cdot 103 = 74 \text{ кВар.}$$

Полная мощность S_{CH} , кВА, равна:

$$S_{\text{CH}} = \sqrt{\sum P_{\text{CH}}^2 + \sum Q_{\text{CH}}^2}; \quad (8.2)$$

$$S_{\text{CH}} = \sqrt{103^2 + 74^2} = 130 \text{ кВА.}$$

Мощность ТЧН $S_{\text{ТЧН}}$, кВА, равна:

$$S_{\text{ТЧН}} = 0,8 \cdot S_{\text{CH}}, \quad (8.3)$$

$$S_{\text{ТЧН}} = 0,8 \cdot 130 = 106 \text{ кВА}$$

На подстанции решено установить трансформаторы собственных нужд марки ТСЗ-160/10/0,4 .

8 Система измерений на подстанции

Для анализа переходных процессов, оценки потерь электроэнергии, коммерческого и технического учета необходимо создание системы измерений на подстанции. Данная система должна включать измерительные приборы (вольтметры, амперметры и др.), средства регистрации (счетчики). Система измерений на подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ" разделена по ячейкам на ОРУ 110 кВ и КРУ 10 кВ.

Во вторичных цепях ячеек подушных линий подключены цифровые амперметры типа PA194I, ваттметры типа PS194P, фиксирующий измерительный прибор для оценка токов коротких замыканий и замера расстояний до точки аварии ФИП-2-А, для технического учета электроэнергии используются счетчики типа SATEC PM172 (данные счетчики имеют встроенные функции измерения фазного, линейного напряжения, мощностей, токов, построения графиков и передачи в анализирующий центр посредством связи RS485), для измерений напряжения переключаемый вольтметр OMIХ, фиксирующий прибор ФИП-2-В для измерения переходного напряжения во время аварии.

В ячейке вводного выключателя 10 кВ установлен амперметр типа PA194I, амперметр типа PS194P, счетчик для коммерческого учета электроэнергии НЕВА.

В ячейке секционного выключателя установлен амперметр типа PA194I.

В ячейках отходящих линий 10 кВ установлены амперметры типа PA194I и счетчики НЕВА для коммерческого учета электроэнергии, которые также используются для измерения фазного напряжения (встроенная функция).

Для измерения трех линейных напряжений на шинах 10 кВ используются переключаемые вольтметры типа OMIХ.

9 Расчет заземления подстанции

На подстанции 110/10 кВ "Подбельская ПФ" Решено установить общее заземляющее устройство для открытого распределительного устройства 110 кВ и комплектного распределительного устройства 10 кВ. Так как силовые трансформаторы имеют глухое заземления нейтрали, то токи однофазного короткого замыкания на землю имеют высокие значения, поэтому необходимо, чтобы сопротивление заземляющего устройства было не более $R_{\text{зазем}}=0,5$ Ом.

Элементы железобетонных фундаментов, опоры модуля электротехнических блоков также входят в состав сложного заземляющего устройства. Заземлители подстанции состоят из вертикальных труб диаметром $d_{\text{нар}}=0,06$ м, толщиной стенки 0,0035 м, длина одной трубы $l_{\text{труб}}=5$ м. Среднее арифметическое расстояние между трубами равно $r=5,6$ м. Количество вертикальных труб $n_{\text{верт.труб}}=99$ шт. Для обеспечения связи между вертикальными заземлителями проложены горизонтальные стальные полосы толщиной $a=0,005$ м, шириной $ш=0,04$ м. Горизонтальный заземлитель проложен на глубине 0,75 м. Сопротивление глинистого грунта $\rho_{\text{глин}}=40$ Ом·м, параметр грунта $M_{\text{грунт}}=0,5$. Сумма длин горизонтальных заземлителей равна $L_{\text{гор.заз.}}=733,5$ м. Площадь заземляющего устройства $S_{\text{заз.устр}}=1750$ м². Время отключения короткозамкнутого тока равно $t_{\text{о.ток}}=0,066$ с. Импеданс человека $R_{\text{чел}}=1000$ Ом. Допустимое напряжение прикосновения равно 500 В. Суммарная площадь железобетонных фундаментов оборудования и КРУ-10 кВ равна $S_{\text{ф}}=55$ м².

Сопротивление фундаментов $R_{\text{ф}}$, Ом, определено по формуле:

$$R_{\text{ф}} = \rho_{\text{гр}} \cdot \left(0,5 \cdot \sqrt{S_{\text{ф}}} \right), \quad (9.3)$$
$$R_{\text{ф}} = 40 \cdot \left(0,5 \cdot \sqrt{54,96} \right) = 149 \text{ Ом.}$$

Неравенство рассчитано по формуле:

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

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

Сопrotивления заземлителя, состоящего из труб и полос $R_{\text{заз}}$, Ом, рассчитано по формуле:

$$R_{\text{заз}} = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{\text{труб}} + t_{\text{о.ток}}}{\sqrt{S_{\text{заз.устр}}}} \right) \cdot \frac{\rho_{\text{глин}}}{\sqrt{S_{\text{заз.устр}}}} + \frac{\rho_{\text{глин}}}{L_{\text{гор.заз}} + l_{\text{труб}} \cdot n_{\text{верт.тру}}}; \quad (9.6)$$

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

Сопrotивление заземлителя, состоящего из искусственных элементов (труб и стальных полос) и фундаментов. $R_{\text{сл.заз}}$, Ом, рассчитано по формуле:

$$R_{\text{сл.заз}} = R_{\text{ф}} \cdot R_{\text{заз}} / (R_{\text{ф}} - R_{\text{заз}}); \quad (9.6)$$

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

Напряжение прикосновения оценивается коэффициентом $k_{\text{прик}}$, равным:

$$k_{\text{прик}} = \frac{M_{\text{грунт}} \cdot \frac{R_{\text{чел}}}{R_{\text{чел}} + 1,5 \cdot \rho_{\text{глин}}}}{\left(\frac{l_{\text{труб}} \cdot L_{\text{гор.заз}}}{a \cdot \sqrt{S_{\text{заз.устр}}}} \right)^{0,45}}; \quad (9.8)$$

$$k_{\text{п}} = \frac{0,5 \cdot \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40}}{\left(\frac{5 \cdot 733,5}{5,6 \cdot \sqrt{1749}} \right)^{0,45}} = 1370.$$

Падение напряжения на заземляющем устройстве при протекании токов короткого замыкания $U_{\text{зав}}$, В, определено по формуле:

$$U_{\text{зав}} = U_{\text{прик}} / k_{\text{прик}} ; \quad (9.9)$$

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

Напряжение при прикосновении тела человека к заземляющему устройству $U_{\text{пр.чел}}$, В, равно:

$$U_{\text{п}} = k_{\text{п}} \cdot R_{\text{п}} \cdot I_{\text{кк1}}^{(1,1)} ; \quad (9.10)$$

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

Рассчитанное напряжение не превышает 500 В. Следовательно, заземляющее устройство удовлетворяет требованиям ПУЭ.

10 Молниезащита подстанции

Молниезащита подстанции выполнена посредством стержневых молниеотводов высотой $h=40,2$ м. Молниотводы расположены в четырех точках подстанции и имеют присоединение к системе заземления. Расчет защитных зон молниеотводов произведен при рассмотрении каждой пары в отдельности и на основе расчетов всех пар молниеотводов построена зона защиты. Дистанция между молниеотводами 1 и 2 равно $L_{12}=33$ м. Зона защиты должна включать все элементы подстанции. Наименьшая высота зоны защиты взята по высоте наиболее высокого элемента подстанции, в данном случае это порталная опора 110 кВ, высота зоны защиты $h_{\text{защ}}=11$ м. Далее произведен расчет параметров системы молниезащиты. Верхняя точка конуса молниеотвода h_0 , м, равна:

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

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

Радиус защиты на высоте +0,00 r_0 , м, определен по формуле:

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

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

Дистанции $L_{\text{макс}}$, м, и L_c , м, от молниеотвода 1 до молниеотвода 2 рассчитаны по формулам:

$$L_{\text{макс}} = \sqrt{1,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)} \cdot h; \quad (10.3)$$

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

$$L_{\text{макс}} = \sqrt{1,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (40,24 - 30)} \cdot 40,24 = 170 \text{ м;}$$

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

Расстояние между молниеотводами 1 и 2 меньше L_c , м, уровень средней точки молниеотвода равен $h_{\text{сред}}=30$ м.

Область защиты на высоте портала 110 кВ $r_{\text{защ}}$, м, определен по формуле:

$$r_{\text{защ}} = \frac{r_0 \cdot \sqrt{h_0 - h_{\text{защ}}}}{h_0}; \quad (10.5)$$

$$r_{\text{защ}} = \frac{23,6 \cdot \sqrt{30 - 11}}{30} = 14,3 \text{ м.}$$

Длина области защиты $l_{\text{обл.защ}}$, м, определена по формуле:

$$l_{\text{обл.защ}} = L_{12} / 2; \quad (10.6)$$

$$l_{\text{обл.защ}} = 33 / 2 = 16,5 \text{ м.}$$

Ширина зоны защиты в середине расстояния между стержнями молниеотводов 1 и 2 $r_{\text{сх}}$, рассчитана по формуле:

$$r_{\text{сх}} = \frac{r_0 \cdot \sqrt{h_{\text{сред}} - h_{\text{защ}}}}{h_{\text{сред}}}; \quad (10.7)$$

$$r_{\text{сх}} = \frac{23,6 \cdot \sqrt{30 - 11}}{30} = 15 \text{ м.}$$

Пары молниеотводов 1 и 3, 1 и 4 рассчитаны аналогично паре 1 и 2 (таблица 10.1).

Таблица 10.1 - Расчет пар 1 и 3, 1 и 4.

Номера пар	$L_{13(14)}$, м	h_0 , м	r_0 , м	L_c , м	$L_{\text{макс}}$, м	$r_{\text{защ}}$, м	$l_{\text{защ}}$, м	$r_{\text{сх}}$, м
1 и 3	68	30	23,6	91	169	15	34	15
1 и 4	76	30	23,6	91	169	15	38	15

Заключение

В результате выполнения работы выбраны два силовых трансформатора марки ТДН-25000/110/10-У1. Силовые трансформаторы обеспечат резерв мощности при послеаварийном режиме, когда один из них выведен в ремонт. Несмотря на это все потребители не останутся без электричества.

Расчет токов короткого замыкания произведен для самого тяжелого режима работы электроустановок.

Спроектировано открытое распределительное устройство 110 кВ состоящее из элегазовых выключателей, трансформаторов тока, напряжения, разъединителей, ошиновки, устройств защиты от перенапряжений. Расчет произведен при работе электроустановок в послеаварийном режиме, когда необходимо обеспечить питание потребителей с одного трансформатора.

Выбраны ячейки комплектного распределительного устройства 10 кВ с установленным в них оборудованием (выключатели, разъединитель, трансформаторы тока, напряжения).

Произведен расчет ошиновки 110 и 10 кВ. На открытом распределительном устройстве установлена жесткая ошиновка, которая имеет преимущества по сравнению с гибкой. Жесткая ошиновка компактнее, проще монтируется, дешевле и требует порталов с подвеской гирлянд изоляторов.

На подстанции организован смешанный оперативный ток (постоянный и переменный).

Релейная защита построена на микропроцессорной элементной базе, что обеспечивает большую точность, надежность и быстродействие.

Спроектирована система заземления, состоящая из искусственных заземлителей (стальных и вертикальных заземлителей) и естественных (железобетонных фундаментов оборудования).

Молниезащита выполнена стержневыми молниеотводами высотой 40,2м.

Список использованных источников

1. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Текст] . – Введ. 12.07.2007. – М : Стандартиформ, 2007. – 20 с.
2. 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.
3. 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 : ввод. в действие с 13.04.2009. – [Б.м.] : [б.и.], 2009. - 96 с. : ил.
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 : ввод. в действие с 20.12.2007. – [Б.м.] : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.: ил.
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий [текст] учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2012 – 672 с.: ил.
7. 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.
8. Трансформаторы ТДН, ТРДН, ТРДНЦ трехфазные двухобмоточные маслянные класса напряжения 110 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа : http://www.elektrozavod.ru/production/1_6, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

9. ABB Live Tank Circuit Breaker LTB D 72.5 – 170 kV [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://new.abb.com/high-voltage/AIS/selector/ltb-d>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

10. Электрощит Самара. КРУ-СЭЩ-63 [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://www.electroshield.ru/sections/komplektnye-raspredelitelnye-ustrojstva/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

11. Электрощит Самара. Модуль электротехнический многопрофильный [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://www.electroshield.ru/modul-elektrotekhnicheskij-mnogoprofilnyy>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

12. Schneider electric. LF. Элегазовый выключатель LF 6, 10 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range-download/951-lf>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

13. Энергетика. Оборудование. Документация. LF-1 [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://forca.ru/v/sobi2Task,sobi2Details/catid,0/sobi2Id,77/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

14. Завод электротехнического оборудования. Разъединители наружной установки серии РГ [Электронный ресурс] / Режим доступа : http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

15. Завод электротехнического оборудования. Трансформаторы тока измерительные элегазовые [Электронный ресурс] / Режим доступа : http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

16. Свердловский завод трансформаторов тока [Электронный ресурс] / Режим доступа : http://www.cztt.ru/tshl_10.html, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

17. Свердловский завод трансформаторов тока. Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10 [Электронный ресурс] / Режим доступа : http://www.cztt.ru/tol_10.html, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

18. ОАО "Электrozавод". Трансформаторы напряжения НДЕ-М емкостные трех- и четырехобмоточные на напряжение 110-750 кВ для открытых стационарных установок [Электронный ресурс] / Режим доступа : http://www.elektrozavod.ru/production/3_2, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

19. TDTTRANSFORMATOR.RU. ЗНОЛ-6(10, 15) трансформаторы напряжения опорные литые заземляемые [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://www.tdtransformator.ru/transformatory-izmeritelnye/znol-6-10-transformator-napryazheniya-opornyj-litoj-zazemlyaemyj/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

20. Арматурно-изоляционный завод. Изоляторы ОСК-10-110-УХЛ1 [Электронный ресурс] / Режим доступа : <http://www.iospk.ru/ru/ОСК-10-110-В-4.html>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

21. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» [Электронный ресурс] / Режим доступа : http://www.rza.ru/upload/iblock/b58/vybor-ustavok-sirius_t_versiya-3.pdf, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

22. Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers [Электронный ресурс] / Issouf Fofana, Yazid Hadjadj. – Режим доступа: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/9/679/htm>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ.

23. Influences of Corrosive Sulfur on Copper Wires and Oil-Paper Insulation in Transformers [Электронный ресурс] / Jian Li, Zhiman He, Lianwei Bao, Lijun Yang. – Режим доступа: <http://www.mdpi.com/1996-1073/4/10/1563/htm>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ.

24. Study on ventilation and noise reduction in the main transformer room in indoor substation [Электронный ресурс] / Hu Sheng, Chen Shao Yi, Li Tie Nan. – Режим доступа: http://www.matec-conferences.org/articles/matecconf/pdf/2016/07/matec_conf_iceice2016_02058.pdf, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ.

25. A Novel Approach to Power Circuit Breaker Design for Replacement of SF6 [Электронный ресурс] / D.J. Tefler, J.W. Spenser, G.R. Jones, J.E. Humphries. - Режим доступа: <https://ojs.cvut.cz/ojs/index.php/ap/article/view/548/380>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ.

26. Short-Circuit Calculations for a Transmission Line in the Algerian Power Network Compensated by Thyristor Controlled Voltage Regulator [Электронный ресурс] / Zellagui Mohamed, Hassan Heba, Chaghi Abdelaziz. - Режим доступа: http://electroinf.uoradea.ro/images/articles/CERCETARE/Reviste/JEEE/JEEE_V7_N2_OCT_2014/Zellagui_JEEE_v7_nr2_oct_2014.pdf, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. англ.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Нагрузки силовых трансформаторов

Упорядоченный график активной мощности $P=f(t)$ представлен на рисунке А.1

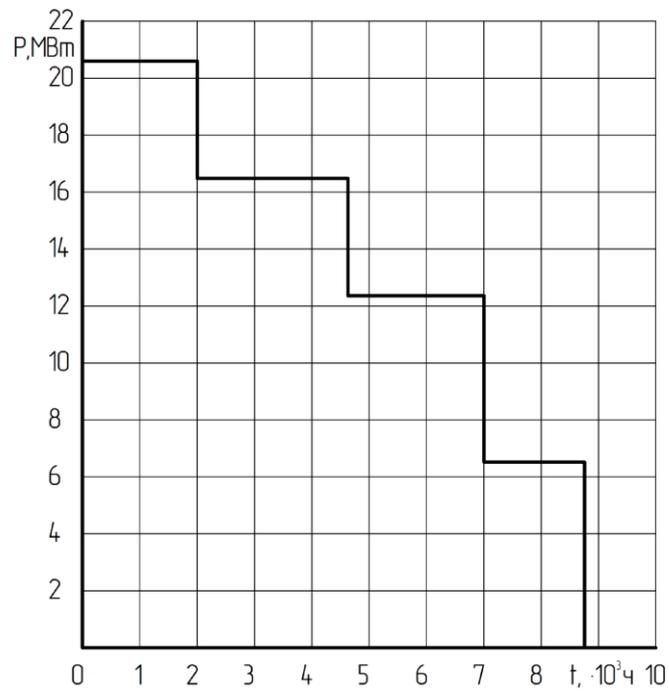


Рисунок А.1 – График зависимости $P=f(t)$

Годовой график активной мощности $P=f(t)$ изображен на рисунке А.1

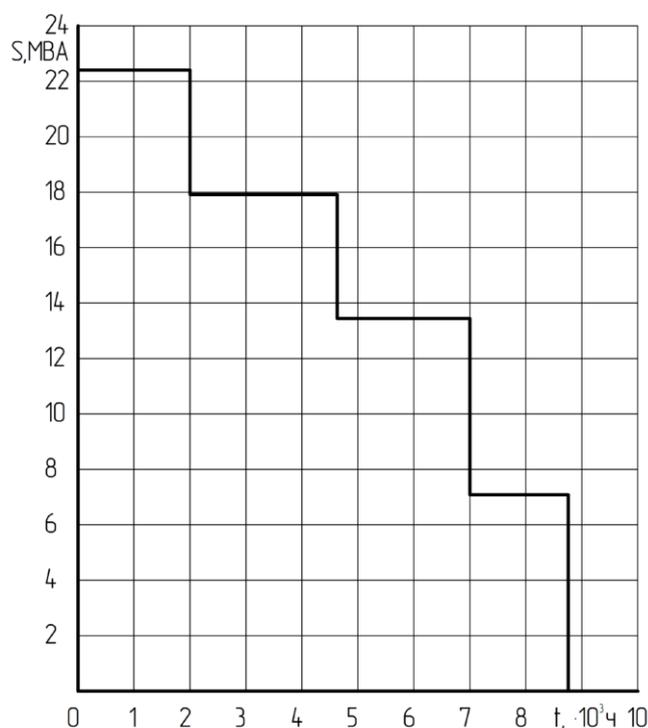


Рисунок А.2 - график зависимости $S=f(t)$

В таблице А.1 – представлены результаты анализа потерь и денежных отчислений при установке трансформатора ТДН-16000/110/10-У1.

Таблица А.1 – Результаты анализа потерь и денежных отчислений при установке трансформатора ТДН-16000/110/10-У1

Рассчитываемый параметр	Значение параметров на i-ой ступени			
	i=1	i=2	i=3	i=4
Мощность на обмотках высокого напряжения S , кВА	22400	17300	13400	7090
Продолжительность ступени T_i , ч	2001	2630	2370	1759
Потери холостого хода $dW_{xi} = n_i \cdot P \cdot T$ кВт·ч	57599	75780	68001	50900
Потери короткого замыкания $dW_{ki} = \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_i^2 \cdot T_i$ кВт·ч	326800	275400	140000	29000
Суммарные потери $dW_{\Pi} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{ki}$, кВт	977670			

Результаты анализа трансформатора ТДН-25000/110/10-У1 сведены в таблицу А.2. Затраты сведены в таблицу А.3

Таблица А.2 – Результаты анализа трансформатора ТДН-25000/110/10-У1

Рассчитываемый параметр	Значение параметров на i-ой ступени			
	i=1	i=2	i=3	i=4
Мощность на обмотках высокого напряжения S, кВА	22400	17300	13400	7090
Продолжительность ступени T _i , ч	2001	2630	2370	1759
Потери холостого хода $dW_{xi} = n_i \cdot P \cdot T$ кВт·ч	87000	114999	104000	76999
Потери короткого замыкания $dW_{ki} = \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot \kappa_i^2 \cdot T_i$ кВт·ч	202000	170000	86000	17999
Суммарные потери $dW_{\Pi} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{ki}$, кВт	858997			

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

Трансформатор	И _д , руб.	К, руб	И _{аро} , руб.	З, руб.
ТДН-16000/110/10-У1	2150875	17542400	1649000	5992775
ТДН-25000/110/10-У1	190000	28000000	2600000	7329099

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Токи короткого замыкания

Токи коротких замыкания в точке К2 сведены в таблицу Б.1

Таблица Б.1 – Токи несимметричных коротких замыканий

Короткое замыкание	Расчетная характеристика	Результат расчета
$K^{(1)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)}$	∞
	$m^{(1)}$	3
	$I_k^{(1)}, \text{кА}$	0
$K^{(2)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)}$	4,9
	$m^{(2)}$	1,732
	$I_k^{(2)}, \text{кА}$	9,8
$K^{(1.1)}$	$\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)}$	4,9
	$m^{(1.1)}$	1,732
	$I_k^{(1.1)}, \text{кА}$	9,8

Ударных токи несимметричных коротких замыканий представлены в таблице Б.2

Таблица Б.2 – Ударные токи в точке К2 и К2

Короткое замыкание	К1	К2
$K^{(1)}$	11,4	0
$K^{(2)}$	14	25
$K^{(1.1)}$	148	25

Схема замещения прямой последовательности в точке К2 представлена на рисунке Б.1.

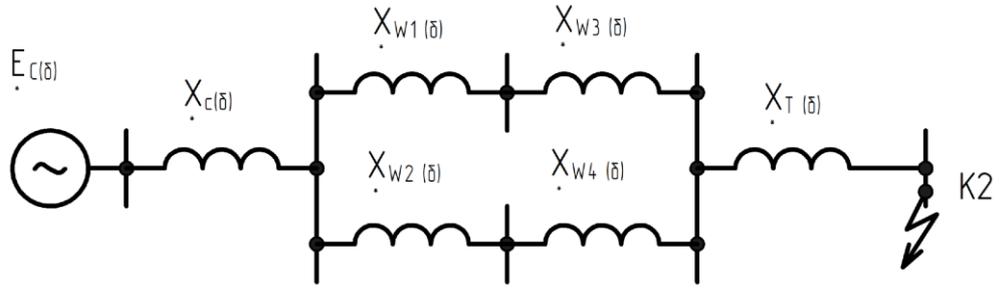


Рисунок Б.1 - Схема замещения К2

Схема замещения обратной последовательности в точке К2 представлена на рисунке Б.2.

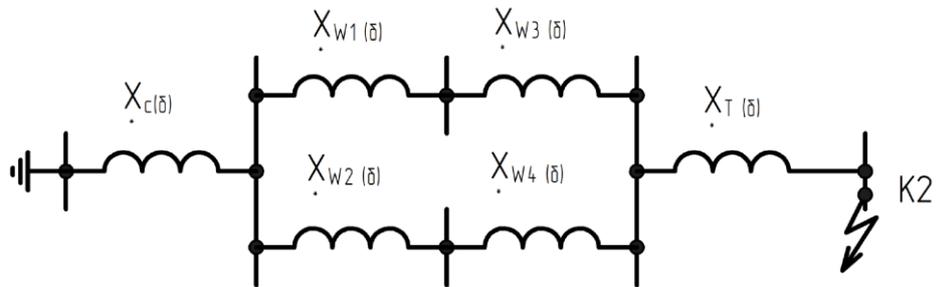


Рисунок Б.2 - Схема замещения обратной последовательности в точке К2

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Проверка оборудования подстанции

Проверка вводного и секционного выключателя 10 кВ LF-2 на соответствие параметрам сети произведена аналогично проверки выключателя ЛТВ 145D1/В, результаты сведены в таблицу В.1 и В.2

Таблица В.1 – Проверка вводного выключателей LF-2 на соответствие параметрам сети

Параметр	U_n , кВ	I, А	$I_{но}$, кА/ $I_{п0 K2}^{(3)}$, кА	$i_{апсв}$, кА/ $i_{а, \tau K2}^{(3)}$, кА	$I_{ск}$, кА/ $I_{п0 K2}^{(3)}$, кА	$i_{скп}$, кА/ $i_{уд}$, кА	B_d / B кА ² ·с
LF-2	10	2000	31,5	17,9	31,5	79	60
Сеть	10	1930	11,2	5,799	11,2	28	12,6
Временные параметры выключателя LF-2: $t_{по}=0,06$ с, $I_{нр}=962$ А, $\beta=41\%$, $\tau=0,04$ с							
Параметры выключателя соответствуют сети, следовательно он пригоден к установке в КРУ-10							

Таблица В.2 – Проверка секционного выключателей LF-2 на соответствие параметрам сети

Параметр	U_n , кВ	I, А	$I_{но}$, кА/ $I_{п0 K2}^{(3)}$, кА	$i_{апсв}$, кА/ $i_{а, \tau K2}^{(3)}$, кА	$I_{ск}$, кА/ $I_{п0 K2}^{(3)}$, кА	$i_{скп}$, кА/ $i_{уд}$, кА	B_d / B кА ² ·с
LF-2	10	1000	31,5	17,9	31,5	79	60
Сеть	10	962	11,2	5,799	11,2	28	12,6
Временные параметры выключателя LF-2: $t_{по}=0,06$ с, $I_{нр}=962$ А, $\beta=41\%$, $\tau=0,04$ с							
Параметры выключателя соответствуют сети, следовательно он пригоден к установке в КРУ-10							

Результаты проверки выключателей LF-1 в ячейках присоединений потребителей 10 кВ сведены в таблицу В.3

Таблица В.3 – Результаты проверки выключателей LF-1 в ячейках присоединенного потребителя 10 кВ

Параметр	U _н , кВ	I, А	I _{но} , кА/ I _{п0 К2} ⁽³⁾ , кА	i _{апсв} , кА/ i _{а,τ К2} ⁽³⁾ , кА	I _{ск} , кА/ I _{п0 К2} ⁽³⁾ , кА	i _{скп} , кА/ i _{уд} , кА	В _д / В кА ² ·с
LF-2	10	1000	20	11,4	20	50	24
Сеть	10	205	11,2	5,799	11,2	28	12,6
Временные параметры выключателя LF-1: t _{по} =0,06 с, I _{нр} =205 А, β=41%, τ=0,04 с							
Параметры выключателя соответствуют сети, следовательно он пригоден к установке в КРУ-10							

Проверка параметров трансформатора тока ТШЛ-10-1500/5-У2 в ячейке вводного выключателя и расчет нагрузок вторичных обмоток сведены в таблицу В.4

Таблица В.4 – Проверка параметров трансформатора тока ТШЛ-10-1500/5-У2 в ячейке вводного выключателя и расчет нагрузок вторичных обмоток

Параметр	U _н , кВ	I, А	I _{мгпэд} , кА/ i _{уд} , кА		В _д / В кА ² ·с
Трансформатор тока	10	1500	100		4800
Сеть	10	1930	28		126
Z _{макс0,2S} =1,2 Ом; Z _{макс0,5} =1,2 Ом					
Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузка S, ВА на фазы:				
	А	В	С		
Вторичная обмотка с классом точности 0,2S					
Для учета электроэнергии	0,05 (НЕВА)		0,05 (НЕВА)		0,05 (НЕВА)
Итого S _{сумм0,2S}	0,05		0,05		0,05
Вторичная обмотка с классом точности 0,5					
Амперметр	0,5 (РА194I)		0		0
Ваттметр	0,07 (PS194P)		0,07 (PS194P)		0,07 (PS194P)
Итого S _{сумм0,5}	0,57		0,07		0,07
$Z_{устр} = S_{сумм} / I_{2н}^2$			Z _{устр0,2S} = 0,05/5 ² = 0,002 Ом;		
			Z _{устр0,5} = 0,57/5 ² = 0,023 Ом.		

Продолжение таблицы В.4

$z_{\text{пров}} = z_{\text{макс}} - z_{\text{конт}} - z_{\text{устр}}$	$z_{\text{пров}0,2S} = 1,2 - 0,1 - 0,002 = 1,098 \text{ Ом};$ $z_{\text{пров}0,5} = 1,2 - 0,1 - 0,023 = 1,077 \text{ Ом}.$
$S_{\text{Al}} = \frac{\rho_{\text{Al}} \cdot l}{z_{\text{пров}}},$	$S_{\text{Al}0,2S} = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,098} = 1,2 \text{ мм}^2;$ $S_{\text{Al}0,5} = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,077} = 1,2 \text{ мм}^2;$
Провода имеют сечение $S=4 \text{ мм}^2$.	

Проверка трансформатора тока в секционной ячейке 10 кВ представлен в таблице В.5

Таблица В.5 – Проверка трансформатора тока в секционной ячейке 10 кВ

Параметр	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	$I, \text{ А}$	$I_{\text{МГПЭД}}, \text{ кА} / i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$B_{\text{д}} / \text{В кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока	10	1000	100	4800
Сеть	10	963	28	126
Вторичная обмотка с классом точности 0,5				
Амперметр		0,5 (РА194I)	0	0
Итого $S_{\text{сумм}0,5}$		0,5	0	0
$z_{\text{устр}} = S_{\text{сумм}} / I_{2\text{н}}^2$			$z_{\text{устр}0,5} = 0,5 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}.$	
$z_{\text{пров}} = z_{\text{макс}} - z_{\text{конт}} - z_{\text{устр}}$			$z_{\text{пров}0,5} = 1,2 - 0,1 - 0,02 = 1,08 \text{ Ом}.$	
$S_{\text{Al}} = \frac{\rho_{\text{Al}} \cdot l}{z_{\text{пров}}},$			$S_{\text{Al}0,5} = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,08} = 1,2 \text{ мм}^2;$	
Провода имеют сечение $S=4 \text{ мм}^2$. Трансформатор тока удовлетворяет параметрам сети				

Проверка трансформаторов тока в ячейках потребителей 10 кВ сведена в таблицу В.6

Параметр	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	$I, \text{ А}$	$I_{\text{МГПЭД}}, \text{ кА} / i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$B_{\text{д}} / \text{В кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока	10	300	40	250
Сеть	10	205	28	126
$Z_{\text{макс}0,2S} = 1,2 \text{ Ом}; z_{\text{макс}0,5} = 1,2 \text{ Ом}$				

Продолжение таблицы В.6

Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузка S, ВА на фазы:		
	A	B	C
	Вторичная обмотка с классом точности 0,2S		
Для учета электроэнергии	0,05 (HEBA)	0,05 (HEBA)	0,05 (HEBA)
Итого S _{сумм0,2S}	0,05	0,05	0,05
	Вторичная обмотка с классом точности 0,5		
Амперметр	0,5 (РА194I)	0	0
Итого S _{сумм0,5}	0,5	0	0
$z_{устр} = S_{сумм} / I_{2н}^2$	$z_{устр0,2S} = 0,05/5^2 = 0,002 \text{ Ом};$ $z_{устр0,5} = 0,5/5^2 = 0,02 \text{ Ом}.$		
$z_{пров} = z_{макс} - z_{конт} - z_{устр}$	$z_{пров0,2S} = 1,2 - 0,1 - 0,002 = 1,098 \text{ Ом};$ $z_{пров0,5} = 1,2 - 0,1 - 0,02 = 1,08 \text{ Ом}.$		
$S_{Al} = \frac{\rho_{Al} \cdot l}{z_{пров}}$,	$S_{Al0,2S} = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,098} = 1,2 \text{ мм}^2 ;$ $S_{Al0,5} = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,08} = 1,2 \text{ мм}^2 ;$		
Провода имеют сечение S=4 мм ² . Трансформатор тока пригоден к эксплуатации			

Нагрузки измерительного трансформатора НДЕ-М-110 представлены в таблице В.7

Таблица В.7 - Нагрузки измерительного трансформатора НДЕ-М-110

Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузки (марка прибора)	
	P _{устр} , Вт	Q _{устр} , Вар
	Вторичная обмотка с классом точности 0,2	
Для учета электроэнергии	0,021 (SATEC PM130 PLUS)	0,021 (SATEC PM130 PLUS)
Итого	0,021	0,117
S _{сумм0,2} , ВА	0,12	
	Вторичная обмотка с классом точности 0,5	
Вольтметр Omix цифровой переключаемый	6 (Omix)	6,7

Ваттметр	0,114 (PS194P)	0,3 (PS194P)
----------	----------------	--------------

Продолжение таблицы В.7

Фиксирующий прибор	9 (ФИП-2-В)	0
Итого	15,114	7
$S_{\text{сумм}0,5}$, ВА	17	

Нагрузки трансформатора ЗНОЛ-10 сведены в таблицу В.8

Таблица В.8 - Нагрузки измерительного трансформатора ЗНОЛ-10

Функциональное назначение прибора системы измерений	Нагрузки (марка прибора)	
	$P_{\text{устр}}$, Вт	$Q_{\text{устр}}$, Вар
	Вторичная обмотка с классом точности 0,2	
Для учета электроэнергии	21 (НЕВА)	36 (НЕВА)
Итого	21	36
$S_{\text{сумм}0,2}$, ВА	42,399	
	Вторичная обмотка с классом точности 0,5	
Вольтметр Omix цифровой переключаемый	6 (Omix)	6,7
Вольтметр	1 (ЦВ3021)	0
Ваттметр	0,114 (Ц301)	0,3 (Ц301)
Фиксирующий прибор	9 (ФИП-2-В)	0
Итого	16,114	7
$S_{\text{сумм}0,5}$, ВА	10	

Проверка трубчатых шин в ОРУ 110 кВ на электродинамическую стойкость внесены в таблицу В.9

Таблица В.9 - Проверка трубчатых шин в ОРУ 110 кВ на электродинамическую стойкость

Пролет	f_1 , Гц	$F_{\text{max}}^{(3)}$, Н	f_1/f	η	σ , МПа
$l_{\text{прол}}=7,3$ м	1,5	170	0,03	0,4	46
$l_{\text{прол}}=7,6$ м	1,4	175	0,03	0,4	47

Проверка опорных изоляторов 10 кВ сведена в таблицу В.10

Таблица В.15. – Проверка опорных изоляторов 10 кВ

Параметр	$F_{\max}^{(3)}$, Н	$F_{\text{рас}}^{(3)}$, Н	$F_{\text{доп}}^{(3)}$, Н
Значение	70	70	9700
$F_{\text{рас}}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}^{(3)}$			