

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ТОО «Жаназолская ГТЭС»

Обучающийся

Р.Х. Мухамеджанов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Аннотация

Для увеличения мощности электроэнергии, выдаваемой в электрическую сеть Актюбинской области Республики Казахстан, необходимо разработать проект реконструкции электрической части ТОО «Жаназолская ГТЭС» с введением в эксплуатацию третьей очереди ГТЭС. Введение в эксплуатацию третьей очереди ГТЭС позволит полностью обеспечить потребности производственных объектов АО «СНПС – Актюбемунгаз», а также рабочего поселка Жаназол в электроэнергии. На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что выпускная квалификационная работа (ВКР), направленная на разработку проекта реконструкции электрической части ТОО «Жаназолская ГТЭС», является достаточно актуальной.

На основе проведенных расчетов в рамках ВКР осуществлен выбор современного электрооборудования ТОО «Жаназолская ГТЭС», включая силовые трансформаторы. Кроме того, проведен расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС».

ВКР представляет собой пояснительную записку, состоящую из введения, трех разделов основной части, заключения, списка используемой литературы и источников и графической части на 6 листах формата А1. Пояснительная записка выполнена на 62 листах формата А4, содержит 17 таблиц и 18 рисунков.

Содержание

Введение	4
1 Определение целей и задач реконструкции.....	5
1.1 Общие сведения о ТОО «Жаназолская ГТЭС».....	5
1.2 Цели и задачи реконструкции электрической части	7
2 Разработка предложений по реконструкции электрической части	8
2.1 Выбор структурной схемы ГТЭС	8
2.2 Расчёт перетока мощности через силовые трансформаторы	9
2.3 Выбор силовых трансформаторов	10
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	10
2.5 Выбор коммутационного оборудования	32
2.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	41
2.7 Выбор токоведущей части	42
3 Выбор контрольно-измерительных приборов и молниезащита	49
3.1 Выбор трансформаторов тока	49
3.2 Выбор трансформаторов напряжения	53
3.3 Обеспечение молниезащиты объекта	55
Заключение	59
Список используемой литературы и используемых источников	60

Введение

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что для увеличения мощности электроэнергии, выдаваемой в электрическую сеть Актюбинской области Республики Казахстан, необходимо разработать проект реконструкции электрической части ТОО «Жаназолская ГТЭС» с введением в эксплуатацию третьей очереди ГТЭС.

Объектом исследования является ТОО «Жаназолская ГТЭС».

Предметом исследования является электрическая часть ТОО «Жаназолская ГТЭС».

Цель работы: разработать проект реконструкции электрической части ТОО «Жаназолская ГТЭС».

В соответствии с поставленной целью поставлены задачи:

- привести общие сведения о ТОО «Жаназолская ГТЭС»;
- выбрать структурную схему ГТЭС;
- рассчитать переток мощности через силовые трансформаторы;
- выбрать силовые трансформаторы связи;
- выбрать коммутационное оборудование;
- выбрать трансформаторы собственных нужд;
- выбрать токоведущие части;
- выбрать трансформаторы тока и напряжения;
- обеспечить молниезащиту объекта.

Теоретическая значимость работы заключается в формировании навыков проектирования электрической части ТОО «Жаназолская ГТЭС», изучении нормативно-технической документации, применяемой при проектировании электрической части электростанций.

Практическая значимость работы заключается в возможности применения результатов работы для разработки рабочего проекта реконструкции электрической части ТОО «Жаназолская ГТЭС» с установкой дополнительного генераторного оборудования.

1 Определение целей и задач реконструкции

1.1 Общие сведения о ТОО «Жаназолская ГТЭС»

Жаназолская газотурбинная электростанция, принадлежащая ТОО «Жаназолская ГТЭС», является энергопроизводящей организацией, осуществляющая свою деятельность по производству и продаже электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан на территории Актюбинской области.

Технические характеристики генератора UGT 16000 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики генератора UGT 16000

Технические характеристики	Величина
Тип	Трехвальный ГТД, содержащий ТКНД, ТКВД и СТ
Компрессоры	Осевые. КНД -7 ступеней, КВД - 9 ступеней
Степень сжатия	12,7:1
Камера сгорания	Трубчато - кольцевая, противоточная, 10 трубная, $t_3=865\text{ }^{\circ}\text{C}$
Турбины газогенератора	Двухступенчатые
Силовая турбина	3 и 2 ступенчатая
Частота вращения СТ – 3000	5200 об/мин.
Запуск	Электростартерный $U=380\text{ В}$, $N=90\text{ (3x30) кВт}$
Габаритные размеры	5,9 x 2,7 x 3,1 м
Масса	16 т
Номинальная мощность	16000 кВт
КПД	31,0 %
Удельный расход газа	0,329 м ³ /кВт·ч
Расход выхлопных газов	98,5 кг/сек
Температура выхлопа	360 °С
Расход газа	5260 м ³ /ч
Выхлопные газы:	-
- расход	98,5 кг/с
- температура	354 °С

Установленная мощность ТОО «Жаназолская ГТЭС» в настоящее время составляет 110 МВт. Существующая электрическая схема ТОО «Жаназолская ГТЭС» представлена на рисунке 1.

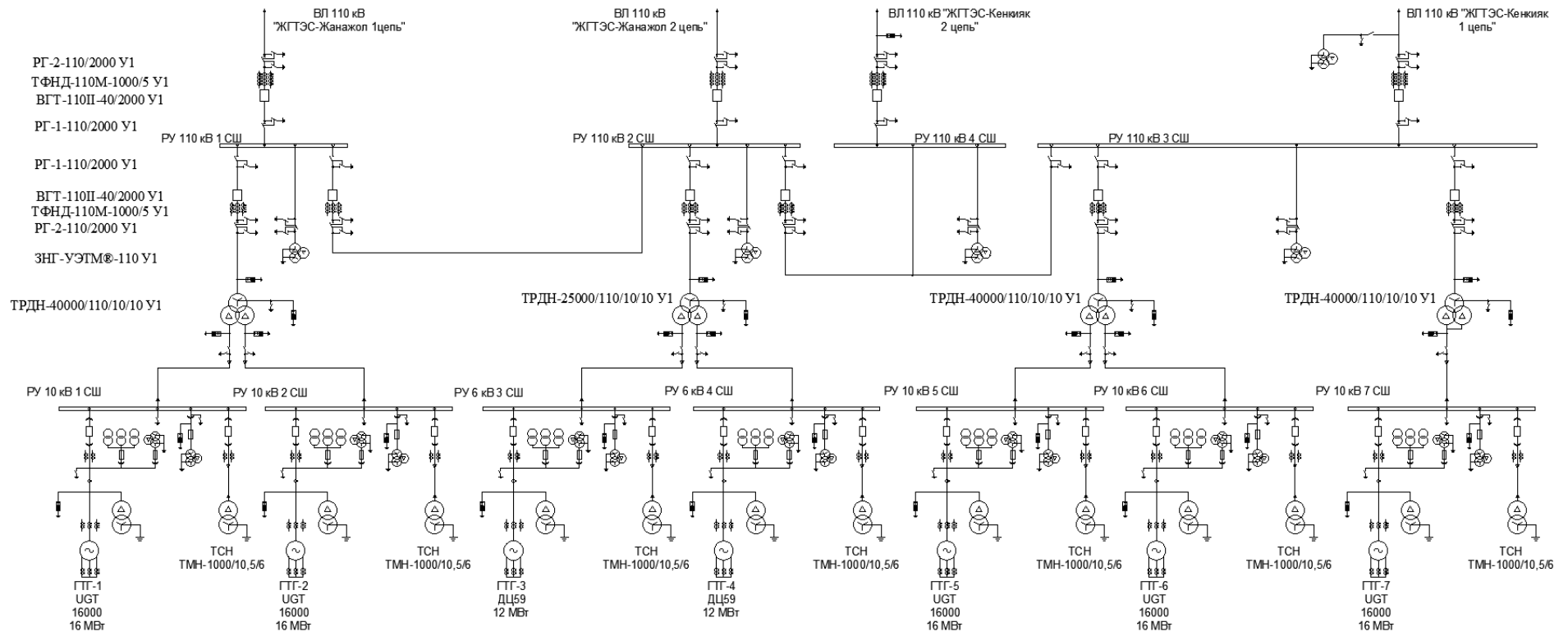


Рисунок 1 – Существующая электрическая схема ТОО «Жанажолская ГТЭС»

После ввода в эксплуатацию трех новых энергоблоков общая мощность электростанции будет составлять 152 МВт. Сегодня на станции работают две установки с двигателями ДЦ59 мощностью по 12 МВт и пять UGT 16000 – по 16 МВт производства НПКГ «Зоря» – «Машпроект». Топливом служит попутный нефтяной газ Жанажольского месторождения.

Третья очередь ГТЭС обеспечивает растущие потребности объектов добычи и переработки нефти. Утилизация попутного нефтяного газа будет способствовать улучшению экологии. Новые энергоблоки планируется размещать в легкоборных укрытиях рядом с действующими установками.

1.2 Цели и задачи реконструкции электрической части

Цель реконструкции электрической части заключается в разработке проект реконструкции электрической части ТОО «Жанажолская ГТЭС» для повышения мощности данной электростанции с вводом в эксплуатацию трех новых генераторов типа UGT 16000.

В соответствии с поставленной целью поставлены задачи:

- привести общие сведения о ТОО «Жанажолская ГТЭС»,
- выбрать структурную схему ГТЭС,
- выбрать силовые трансформаторы связи,
- выбрать коммутационное оборудование,
- выбрать трансформаторы собственных нужд,
- выбрать токоведущие части и трансформаторы тока и напряжения,
- обеспечить молниезащиту объекта.

Выводы по первому разделу.

Приведены общие сведения о ТОО «Жанажолская ГТЭС». Представлена существующая электрическая схема ТОО «Жанажолская ГТЭС». Приведены технические характеристики генератора UGT 16000. Даны цели и задачи реконструкции электрической части ТОО «Жанажолская ГТЭС».

2 Разработка предложений по реконструкции электрической части

2.1 Выбор структурной схемы ГТЭС

«Выбираем структурную схему ГТЭС согласно требованиям ПУЭ [7], схема выбирается в зависимости от соотношения суммарной мощности вырабатываемой генераторами и суммарной мощности нагрузки на генераторном напряжении. Если мощность нагрузки на генераторном напряжении не менее 50% суммарной мощности генераторов, то целесообразно сооружать РУ генераторного напряжения – ГРУ» [17].

«Структурная схема присоединения Жанажолской ГТЭС к энергосистеме» [13] показана на рисунке 2.

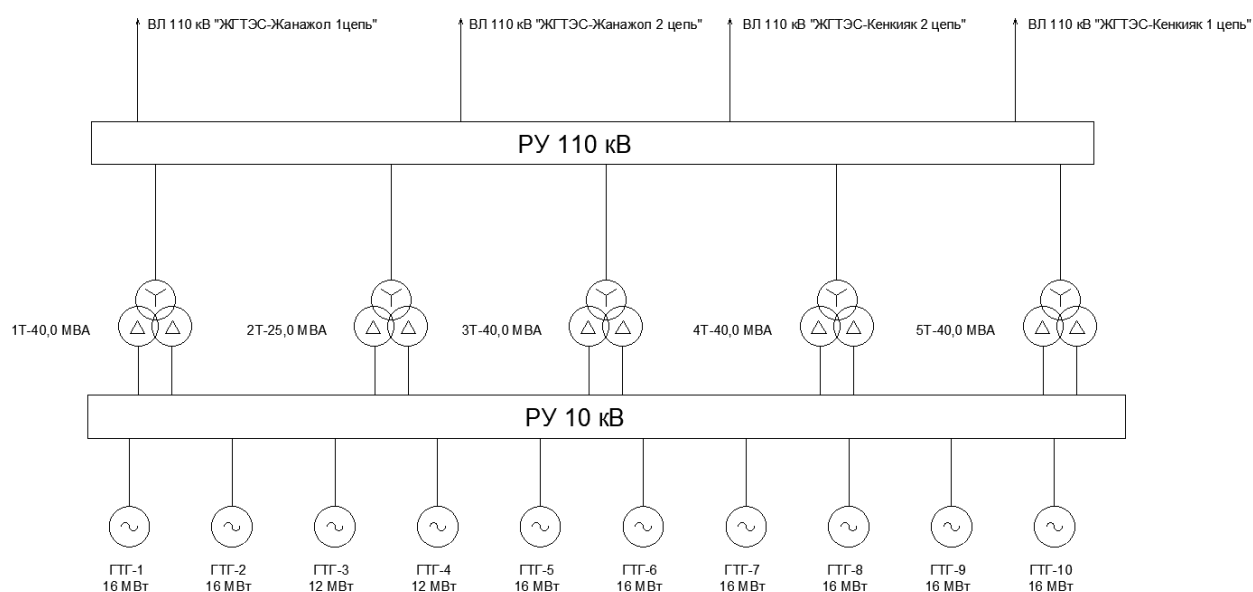


Рисунок 2 – Структурная схема Жанажолской ГТЭС

«Энергия, вырабатываемая генераторами, поступает на шины ГРУ, а затем передаётся потребителям собственных нужд (СН) и потребителям, расположенным на не большом расстоянии. Более удалённые потребители питаются на напряжении 110 кВ при помощи блочных трансформаторов» [1].

2.2 Расчёт перетока мощности через силовые трансформаторы

«Принимаем для расчетов вариант структурной схемы ТОО «Жаназолская ГТЭС», в основу которого положен блочный принцип построения. К распределительному устройству (РУ) 110 кВ подключаются все генераторы газотурбинной электростанции» [17].

«Максимальная нагрузка собственных нужд одного блока ТОО «Жаназолская ГТЭС» [11]:

$$S_{с.н.} = \frac{P_{с.н.маx}}{100} \cdot P_{ген.ном.} \cdot K_c; \quad (1)$$

где $P_{с.н.маx}$ – процент мощности собственных нужд для ТОО «Жаназолская ГТЭС»;

$P_{ген.ном.}$ – номинальная мощность генератора, МВт;

K_c – коэффициент спроса;

$$S_{с.н.} = \frac{5}{100} \cdot 16 \cdot 0,9 = 0,72 \text{ МВА.}$$

Переток мощности через блочные трансформаторы 4Т и 5Т после установки трех новых ГТУ составляет:

$$S_{тр.ном.} \geq 2 \cdot (S_{ген.ном.} - S_{с.н.маx}) = 2 \cdot \left(\frac{P_{ген.ном.}}{\cos \varphi} - S_{с.н.маx} \right); \quad (2)$$

где $S_{ген.ном.}$ – номинальная полная мощность генератора, МВА;

$P_{ген.ном.}$ – номинальная активная мощность генератора, МВА;

$S_{с.н.маx}$ – максимальная полная собственных нужд, подключаемых от одного генератора, МВА;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора;

$$S_{тр.ном.} = 2 \cdot \left(\frac{16}{0,85} - 0,72 \right) = 36,9 \text{ МВА}$$

2.3 Выбор силовых трансформаторов

По справочным данным выбирается трансформатор типа ТРДН-40000/110/10/10 У1, параметры которого представлены в таблице 2.

$$S_{тр} = 40 \text{ МВА} > 36,9 \text{ МВА.}$$

Таблица 2 – Параметры силового трансформатора ТРДН-40000/110/10/10 У1:

Технические характеристики	Величина
Номинальная мощность	40000 кВА
Номинальное напряжение ВН	115 кВ
Номинальное напряжение НН	11 кВ – 11 кВ
Потери ХХ	22 кВт
Потери КЗ	170 кВт
Напряжение КЗ	10,5 %
Ток ХХ	0,28 %
Габариты	6500 мм x 4000 мм x 6000 мм

2.4 Расчёт токов короткого замыкания

«Определение токов короткого замыкания необходимо для выбора электрических аппаратов и токоведущих частей станции (выключателей, разъединителей, токоограничивающих реакторов, сборных шин и др.). Для этих целей необходимо определить токи трехфазного К.З.» [15].

«Расчет токов К.З. выполняем исходя из расчетных условий, которые включают в себя расчетную схему электроустановки, точку К.З. и его длительность. Под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему электроустановки с указанием всех элементов и их параметров, влияющих на ток К.З. В главных схемах электрических станций и подстанций существуют группы цепей, для которых расчетные условия примерно

одинаковы. Поэтому для упрощения расчетов и выбора однотипного оборудования всю схему разбивают на расчетные зоны К.З. и по этому току выбирают все электрооборудование данной зоны» [15].

«Для ТОО «Жанажолская ГТЭС» главную схему разбиваем на зоны:

- на сборных шинах РУ ВН (точка К1),
- на выводах блочного генератора (точка К2).

«Составление электрической схемы замещения системы и приведение ее элементов к базисным условиям» [15].

«Схемой замещения называют электрическую схему системы, в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими и все элементы системы (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и др.) представлены своими сопротивлениями» [15].

«Сопротивления всех элементов в схеме замещения могут быть выражены в именованных или относительных единицах. Согласно РД 153-34.0-20.527-98 [9] расчет токов КЗ выполняется в относительных единицах» [15].

«При составлении электрической схемы замещения системы (включая проектируемую станцию) сопротивления всех элементов, работающих на разных ступенях напряжения, приведем к одному базисному напряжению. За базисное напряжение удобно примем среднее напряжение одной из ступеней, на которых имеет место К.З.» [15]

«В целях упрощения расчетов для каждой электрической ступени на схеме замещения вместо действительного напряжения укажем среднее эксплуатационное напряжение U_{cp} (междуфазное) согласно следующей шкале: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770 кВ. Из этого же ряда, соответственно, выберем и базисное напряжение $U_б$ » [15].

Расчетная схема для расчета токов КЗ приведена на рисунке 3» [15].

Базисная мощность принимается равной $S_б = 1000$ МВА.

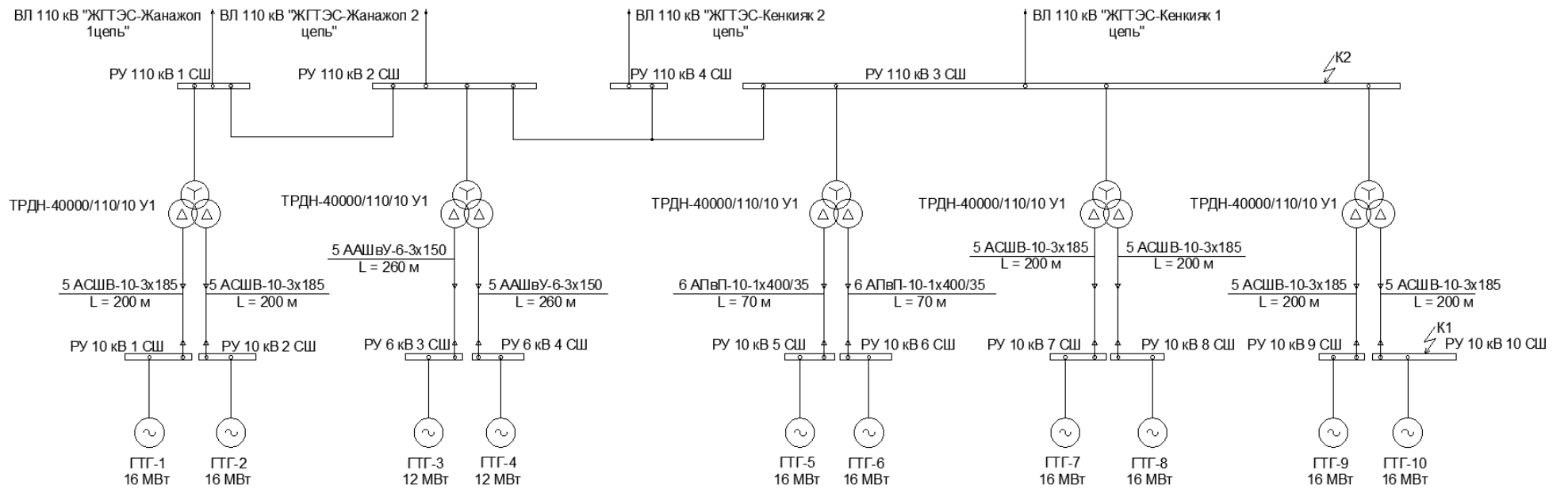


Рисунок 3 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

Синхронные генераторы. «В электрическую схему замещения системы синхронные генераторы вводятся сверхпереходным значением индуктивного сопротивления по продольной оси X''_d , которое в справочной литературе обычно указывается в относительных единицах при номинальных условиях, а также сверхпереходной э.д.с. E'' . Приведение сопротивления осуществляется по формуле» [3]:

$$x_{Г} = x''_d \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}} = x''_d \cdot \frac{S_{б}}{P_{ном} / \cos \varphi} \quad (3)$$

где X''_d - сверхпереходное индуктивное сопротивление, о.е.;

$S_{б}$ – базисная мощность, МВА;

$P_{Г.ном.}$ – номинальная мощность генератора, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

«Активное сопротивление электрических машин высокого напряжения во много раз меньше индуктивного, поэтому им пренебрегают и в схему замещения не вводят» [3].

«Сверхпереходная ЭДС определяется по формуле» [3]:

$$E'' = \sqrt{1 + 2 \cdot x''_d \cdot \sin \varphi_{г.ном} + (x'_d)^2}. \quad (4)$$

где X''_d - сверхпереходное индуктивное сопротивление, о.е.;

X'_d - переходное индуктивное сопротивление, о.е.

Данные генератора ДЦ59 мощностью по 12 МВт:

$$x''_d = 0,132 \text{ отн.ед.}, x'_d = 0,205 \text{ отн.ед.}$$

$$\cos \varphi_{Г.ном} = 0,8, \sin \varphi_{Г.ном} = 0,6$$

Данные генераторов UGT 16000:

$$x''_d = 0,137 \text{ отн.ед.}; x'_d = 0,213 \text{ отн.ед.}$$

$$\cos\varphi_{\Gamma.\text{ном}} = 0,85; \sin\varphi_{\Gamma.\text{ном}} = 0,526$$

Выполняется расчет:

- для генераторов ДЦ59:

$$X_{r12} = 0,205 \cdot \frac{1000}{12/0,8} = 13,666;$$

$$E'' = \sqrt{1 + 2 \cdot 0,132 \cdot 0,6 + 0,205^2} = 1,096;$$

- для генераторов UGT 16000:

$$X_{r16} = 0,213 \cdot \frac{1000}{16/0,85} = 11,316;$$

$$E'' = \sqrt{1 + 2 \cdot 0,137 \cdot 0,526 + 0,213^2} = 1,091.$$

Энергосистема. «В расчетную схему входит энергосистема, заданная своей полной мощностью, и сопротивлением в относительных единицах. В схему замещения электрической системы она вводится в виде эквивалентного генератора с э.д.с. и сопротивлением. Напряжение ступени равно 115 кВ, мощность системы 1250 МВА» [3].

ЭДС системы:

$$E_C = 1.$$

Сопротивления системы, приведенные к базисному напряжению:

$$x_c = \frac{S_{\bar{6}}}{S_c}, \quad (5)$$

где $S_{\bar{6}}$ – базисная мощность, МВА;

S_c – мощность системы, $S_c = 1250$ МВА;

$$x_c = \frac{1000}{1250} = 0,8.$$

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы.

Для двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой:

- для обмотки ВН:

$$X_{T.ВН} = 0,125 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном.}}; \quad (6)$$

где $U_k, \%$ – напряжение КЗ;

$S_{\bar{6}}$ – базисная мощность, МВА;

$S_{ном.}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

- для обмотки НН:

$$X_{T.НН} = 1,75 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном.}}; \quad (7)$$

где $U_k, \%$ – напряжение КЗ;

$S_{\bar{6}}$ – базисная мощность, МВА;

$S_{ном.}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Проведем расчет для всех трансформаторов:

- для ТРДН-40000/110/10/10 У1:

$$X_{T.BH1} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,328 ;$$

$$X_{T.HH1} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,594 ;$$

- для ТРДН-25000/110/10/10 У1:

$$X_{T.BH2} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525 ;$$

$$X_{T.HH2} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35 .$$

Кабельные линии.

Сопротивление кабельной линии, Ом:

$$x_i = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2 \cdot n}, \quad (8)$$

где x_0 – удельное сопротивление КЛ, Ом/км;

l – длина КЛ, км;

S_B – базисная мощность, МВА;

U_{cp} – средненоминальное напряжение линии, кВ;

n – число кабелей в КЛ.

Для кабеля АСШВ-10-3х185 $x_{уд} = 0,073$ Ом/км, тогда сопротивление кабельным линиям к генераторам ГТГ-1 и ГТГ-2 составляет:

$$X_{кл1} = 0,073 \cdot 0,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2 \cdot 5} = 0,026.$$

Для кабеля ААШВУ-6-3х150 $x_{уд} = 0,074$ Ом/км, тогда сопротивление кабельным линиям к генераторам ГТГ-1 и ГТГ-2 составляет:

$$X_{кл2} = 0,074 \cdot 0,26 \cdot \frac{1000}{10,5^2 \cdot 5} = 0,035.$$

Для кабеля АПвП-10-1х400/35 $x_{уд} = 0,165$ Ом/км, тогда сопротивление кабельным линиям к генераторам ГТГ-1 и ГТГ-2 составляет:

$$X_{кл3} = 0,165 \cdot 0,07 \cdot \frac{1000}{10,5^2 \cdot 6} = 0,017.$$

Для кабеля АСШВ-10-3х185 $x_{уд} = 0,073$ Ом/км, тогда сопротивление кабельным линиям к генераторам ГТГ-1 и ГТГ-2 составляет:

$$X_{кл4} = 0,073 \cdot 0,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2 \cdot 5} = 0,026.$$

Для кабеля АСШВ-10-3х185 $x_{уд} = 0,073$ Ом/км, тогда сопротивление кабельным линиям к генераторам ГТГ-1 и ГТГ-2 составляет:

$$X_{кл5} = 0,073 \cdot 0,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2 \cdot 5} = 0,026.$$

«Преобразование электрической схемы замещения системы и определение результирующих сопротивлений» [3].

«В процессе свертывания схемы применяют простейшие преобразования (сложение последовательно соединенных сопротивлений; замена нескольких сопротивлений, соединенных параллельно, одним эквивалентным; преобразование сопротивлений, соединенных звездой, в треугольник и обратно)» [3].

«Значительное упрощение некоторых участков схемы замещения достигается совмещением точек одинакового потенциала. Например, если в схеме э.д.с. источников питания одинаковы, то точки m и n будут равнопотенциальными. При совмещении равнопотенциальных точек сопротивления одноименных элементов (X_1 и X_3) складываются, как параллельные, и схема преобразуется к виду, показанному на рисунке 4» [3].

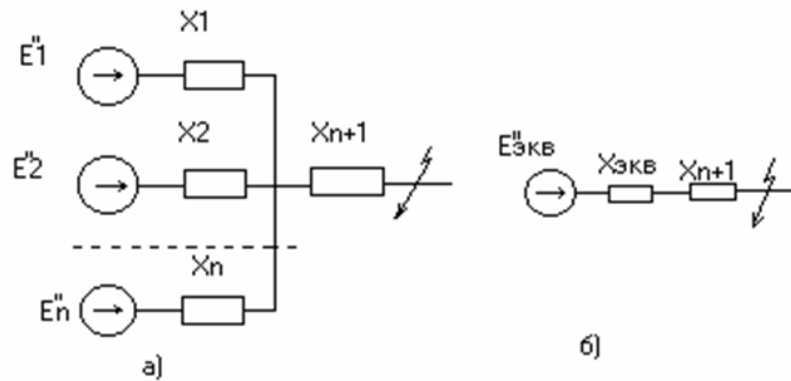


Рисунок 4 – Схема замещения после преобразования

«Приведение нескольких параллельных ветвей к одной эквивалентной является неременным этапом решения задачи разделения так называемых связанных цепей. Эта задача возникает в процессе преобразования схемы (рисунок 5) к конечному виду» [3].

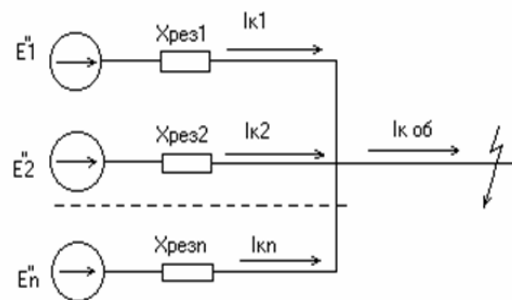


Рисунок 5 – Упрощенная схема замещения

«Полученная в результате всех преобразований схема (рисунок 6) позволяет определить суммарный ток к.з. в месте повреждения от всех источников и его составляющие во всех лучах схемы $I_{K1}, I_{K2}, \dots, I_{Kn}$ » [3].

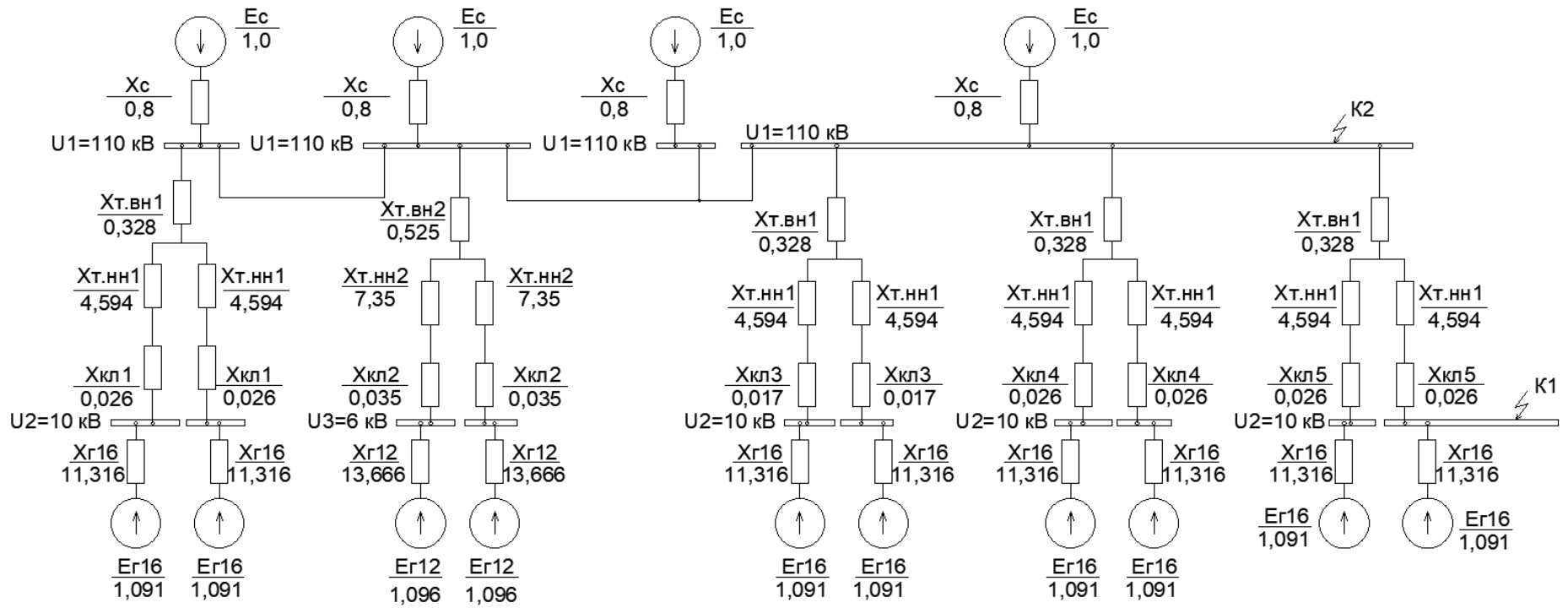


Рисунок 6 – Схема замещения сети

«Выполняется упрощение схемы замещения» [3]:

$$X_1 = \frac{X_C}{4}; \quad (9)$$

$$X_1 = \frac{0,8}{4} = 0,20;$$

$$X_2 = X_3 = X_6 = X_7 = X_8 = X_9 = X_{10} = X_{11} = X_{T.HH1} + X_{KЛ1} + X_{Г16}; \quad (10)$$

$$X_2 = X_3 = X_6 = X_7 = X_8 = X_9 = X_{10} = X_{11} = 4,594 + 0,026 + 11,316 = 15,936;$$

$$X_4 = X_5 = X_{T.HH2} + X_{KЛ2} + X_{Г12}; \quad (11)$$

$$X_4 = X_5 = 7,35 + 0,035 + 13,666 = 21,051;$$

$$X_{11} = X_{T.HH1} + X_{KЛ2}; \quad (12)$$

$$X_{11} = 4,594 + 0,026 = 4,620;$$

$$E_C = E1 = 1,0.$$

Упрощенная схема замещения приведена на рисунке 7.

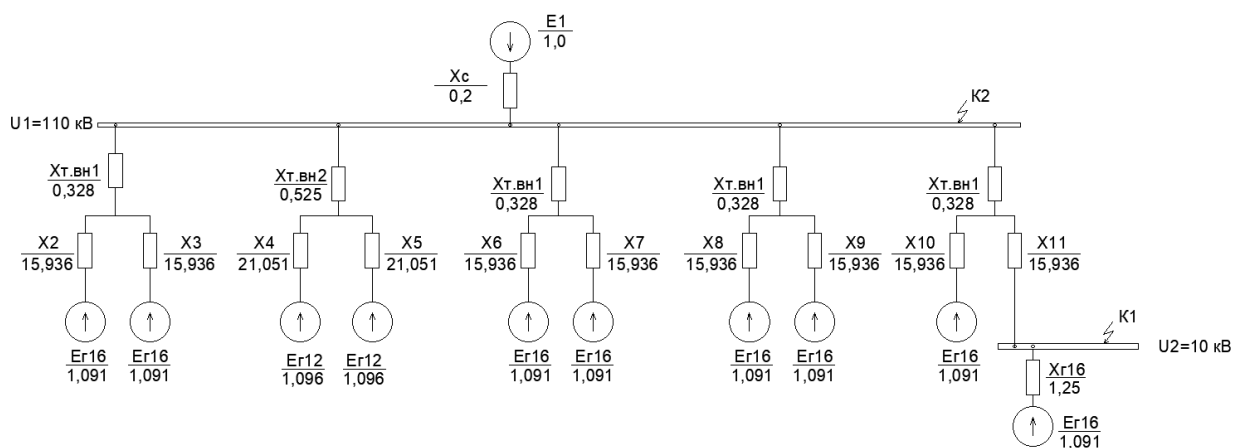


Рисунок 7 – Упрощенная схема замещения

Выполняется дальнейшее преобразование схемы замещения:

$$X_{12} = X_{14} = X_{15} = X_{m.вн1} + \frac{X_2}{2}; \quad (13)$$

$$X_{12} = X_{14} = X_{15} = 0,328 + \frac{15,936}{2} = 8,296 \text{ Ом};$$

$$X_{13} = X_{m.вн2} + \frac{X_4}{2}; \quad (14)$$

$$X_{13} = 0,525 + \frac{21,051}{2} = 11,051 \text{ Ом};$$

$$E_{Г16} = E2 = 1,091 \text{ кВ};$$

$$E_{Г12} = E3 = 1,096 \text{ кВ}.$$

Упрощенная схема замещения приведена на рисунке 8.

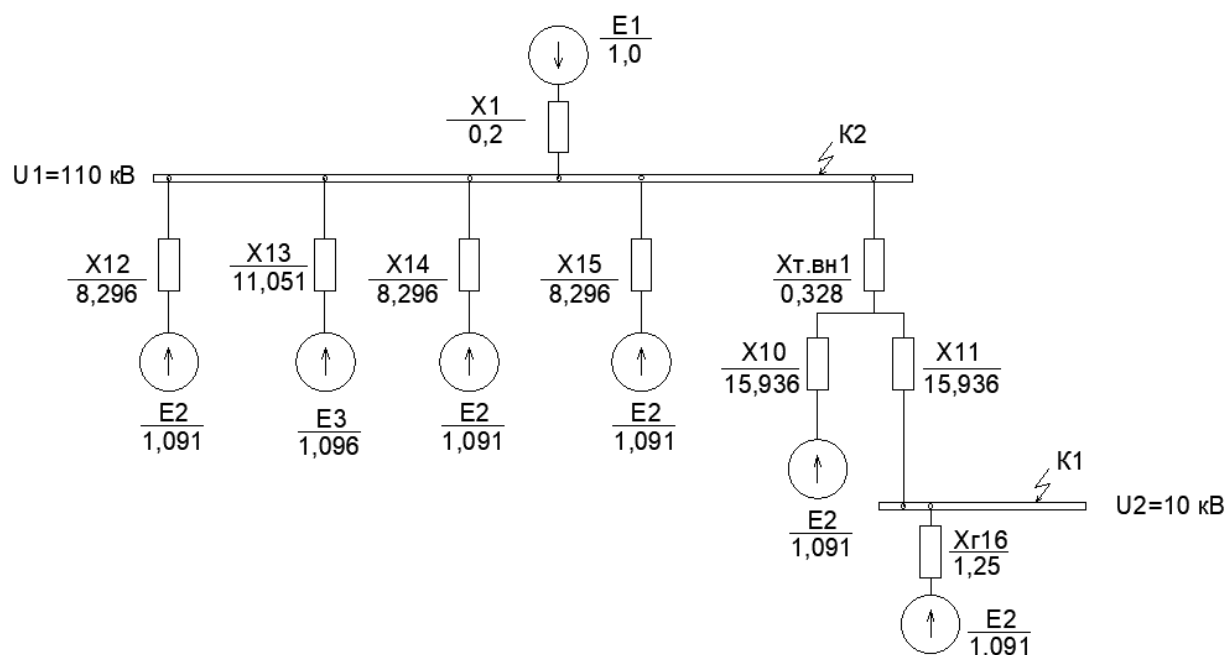


Рисунок 8 – Упрощенная схема замещения

Выполняется дальнейшее преобразование схемы замещения:

$$X_{16} = \frac{1}{\frac{1}{X_{12}} + \frac{1}{X_{13}} + \frac{1}{X_{14}} + \frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_1}}; \quad (15)$$

$$X_{16} = \frac{1}{\frac{1}{8,296} + \frac{1}{11,051} + \frac{1}{8,296} + \frac{1}{8,296} + \frac{1}{0,2}} = 0,183;$$

$$E_4 = \frac{\frac{E_2}{X_{12}} + \frac{E_3}{X_{13}} + \frac{E_2}{X_{14}} + \frac{E_2}{X_{15}} + \frac{E_1}{X_1}}{\frac{1}{X_{12}} + \frac{1}{X_{13}} + \frac{1}{X_{14}} + \frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_1}}; \quad (16)$$

$$E_4 = \frac{\frac{1,091}{8,296} + \frac{1,096}{11,051} + \frac{1,091}{8,296} + \frac{1,091}{8,296} + \frac{1}{0,2}}{\frac{1}{8,296} + \frac{1}{11,051} + \frac{1}{8,296} + \frac{1}{8,296} + \frac{1}{0,2}} = 1,008;$$

Упрощенная схема замещения приведена на рисунке 9.

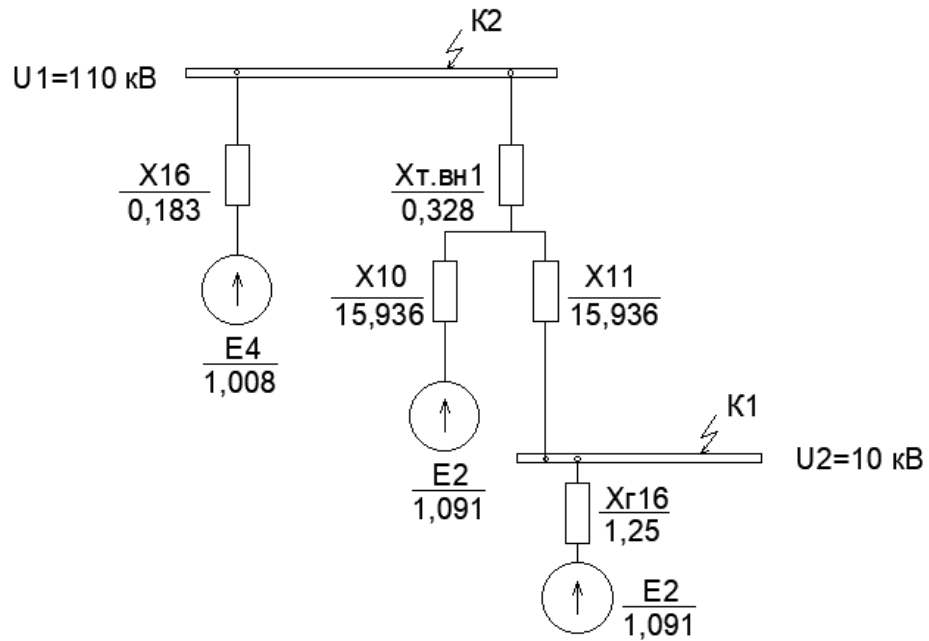


Рисунок 9 – Упрощенная схема замещения

Выполняется дальнейшее преобразование схемы замещения к точке КЗ

К1:

$$X_{17} = X_{т.вн1} + X_{16}; \quad (17)$$

$$X_{17} = 0,328 + 0,183 = 0,511;$$

Упрощенная схема замещения приведена на рисунке 10.

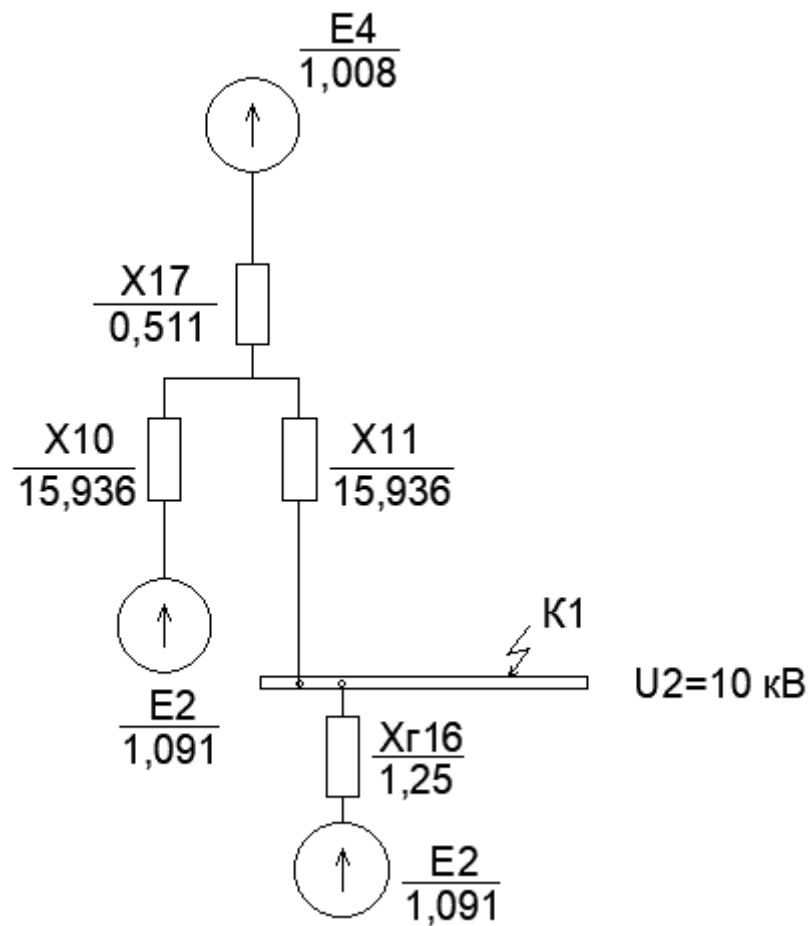


Рисунок 10 – Упрощенная схема замещения

Выполняется дальнейшее преобразование схемы замещения к точке КЗ

К1:

$$X_{18} = X_{11} + \frac{X_{10} + X_{17}}{X_{10} \cdot X_{17}}; \quad (18)$$

$$X_{18} = 15,936 + \frac{15,936 + 0,511}{15,936 \cdot 0,511} = 24,340;$$

$$E_5 = \frac{\frac{E_2}{X_{10}} + \frac{E_4}{X_{17}}}{\frac{1}{X_{10}} + \frac{1}{X_{17}}}; \quad (19)$$

$$E_5 = \frac{\frac{1,091}{15,936} + \frac{1,008}{0,511}}{\frac{1}{15,936} + \frac{1}{0,511}} = 1,011.$$

Упрощенная схема замещения приведена на рисунке 11.

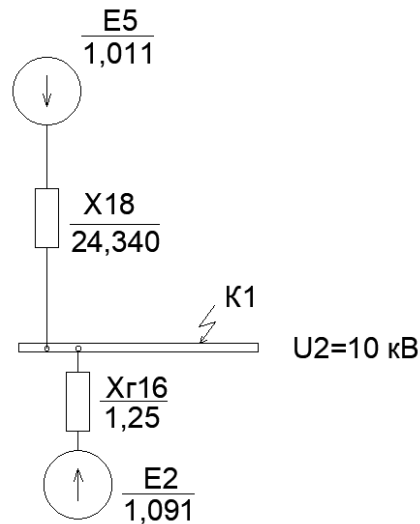


Рисунок 11 – Упрощенная схема замещения

Выполняется дальнейшее преобразование схемы замещения к точке КЗ

К1:

$$X_{K1} = \frac{X_{\Sigma 16} + X_{18}}{X_{\Sigma 16} \cdot X_{18}}; \quad (20)$$

$$X_{K1} = \frac{1,25 \cdot 24,340}{1,25 + 24,340} = 1,189;$$

$$E_{K1} = \frac{\frac{E_2}{X_{\Sigma 16}} + \frac{E_4}{X_{18}}}{\frac{1}{X_{\Sigma 16}} + \frac{1}{X_{18}}}; \quad (21)$$

$$E_{K1} = \frac{\frac{1,091}{1,25} + \frac{1,011}{24,340}}{\frac{1}{1,25} + \frac{1}{24,340}} = 1,087.$$

Упрощенная схема замещения приведена на рисунке 12.

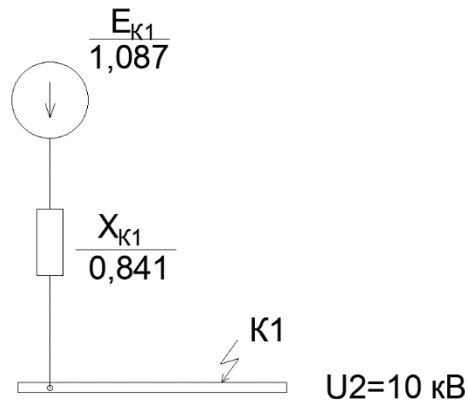


Рисунок 12 – Упрощенная схема замещения

Далее выполняется упрощение схемы замещения к точке K2.

$$X_{19} = X_{m.вн1} + \frac{(X_{216} + X_{11}) + X_{10}}{(X_{216} + X_{11}) \cdot X_{10}}; \quad (22)$$

$$X_{19} = 0,328 + \frac{(1,25 + 15,936) \cdot 15,936}{(1,25 + 15,936) + 15,936} = 8,597;$$

$$E_6 = E_2 = 1,091.$$

Упрощенная схема замещения приведена на рисунке 13.

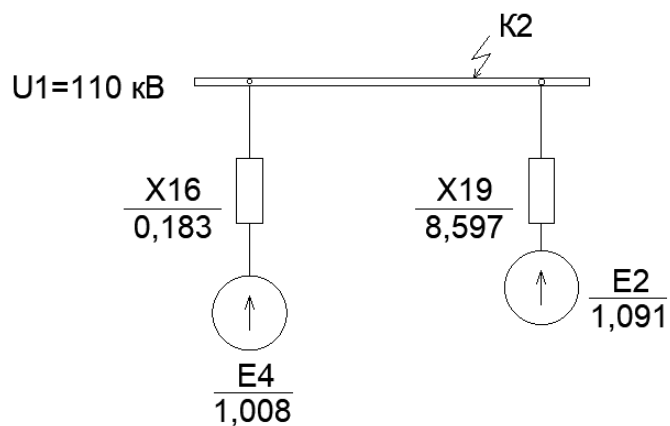


Рисунок 13 – Упрощенная схема замещения

Выполняется дальнейшее преобразование схемы замещения к точке К3
К2:

$$X_{K2} = \frac{X_{16} + X_{19}}{X_{16} \cdot X_{19}}; \quad (23)$$

$$X_{K2} = \frac{0,183 \cdot 8,597}{0,183 + 8,597} = 0,179;$$

$$E_{K2} = \frac{\frac{E_4}{X_{16}} + \frac{E_6}{X_{19}}}{\frac{1}{X_{16}} + \frac{1}{X_{19}}}; \quad (24)$$

$$E_{K1} = \frac{\frac{1,008}{0,183} + \frac{1,091}{8,597}}{\frac{1}{0,183} + \frac{1}{8,597}} = 1,010.$$

Упрощенная схема замещения приведена на рисунке 14.

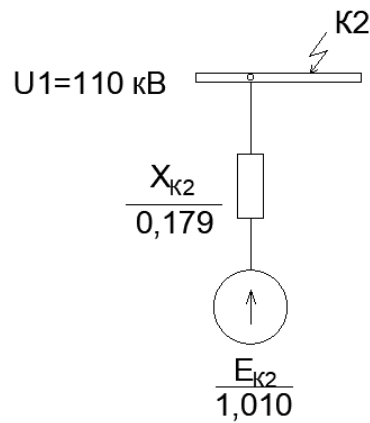


Рисунок 14 – Упрощенная схема замещения

«Определение параметров токов К.З.» [3].

«На основе преобразованной схемы замещения производим расчет токов к.з. во всех лучах (ветвях) схемы. В процессе расчета определяются следующие параметры» [3]:

I_{n0} – «начальное значение периодической составляющей тока К.З. в каждой ветви (действующее значение за каждый период), кА» [3];

i_{y0} – «ударный ток, кА» [3];

$I_{\Pi\tau}, i_{a\tau}$ – «периодическая и аperiodическая составляющие тока К.З. к моменту размыкания дугогасительных контактов выключателя (τ), кА» [3].

Кривые токов КЗ приведены на рисунке 15.

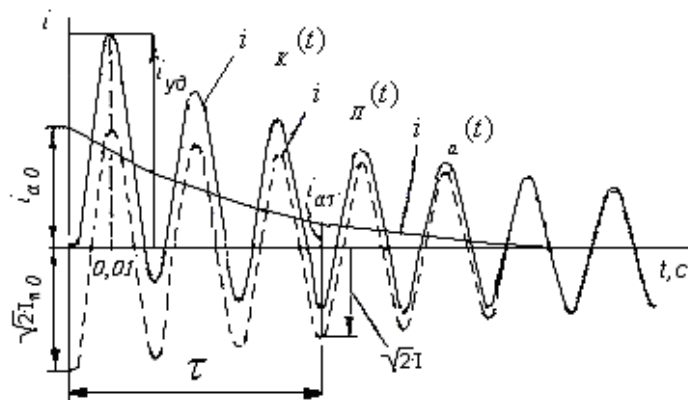


Рисунок 15 – Кривые токов КЗ

«Физический смысл указанных параметров поясняется рисунком 7, на котором показаны кривые изменения во времени тока к. з. $i_k(t)$ в каждой ветви и его составляющих – периодической $i_p(t)$ и апериодической $i_a(t)$. Момент возникновения к. з. соответствует условиям, при которых полный ток К.З. и его апериодическая составляющая достигают максимальных значений» [3].

«По результатам преобразованной схемы получим значение периодической составляющей тока в месте КЗ в начальный момент времени» [3]:

$$I_{П(0)К*} = \frac{E_K}{x_K}. \quad (25)$$

Для сборных шин РУ 10 кВ генераторов UGT 16000:

$$I_{П(0)К1*} = \frac{1,087}{0,841} = 1,293.$$

Для сборных шин РУ 110 кВ Жанажолской ГТЭС:

$$I_{П(0)К2*} = \frac{1,010}{0,179} = 5,642.$$

В именованных единицах:

$$I_{П(0)} = I_{П(0)К} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (26)$$

Для сборных шин РУ 10 кВ генераторов UGT 16000:

$$I_{П(0)К1} = 1,293 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 61,2 \text{ кА};$$

Для сборных шин РУ 110 кВ Жанажолской газотурбинной электростанции:

$$I_{II(0)K2} = 5,642 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 28,4 \text{ кА.}$$

Далее определяется апериодический и ударный ток.

«В таблице 3 представлены значения T_a и k_y для линии, примыкающей к точке короткого замыкания» [3].

Таблица 3 – Значения T_a для элементов схемы

Ветви	T_a , с	k_y
Генераторы	0,54	1,98
Система, связанная с шинами, где рассматривается к.з. воздушными линиями напряжением 110 кВ	0,02	1,72

«Значение апериодической составляющей» [3]:

$$i_{a(0)} = \sqrt{2} \cdot I_{II(0)}; \quad (27)$$

«Для сборных шин РУ 10 кВ генераторов UGT 16000» [3]:

$$i_{a(0)K1} = \sqrt{2} \cdot 61,2 = 86,5 \text{ кА.}$$

«Для сборных шин РУ 110 кВ Жанажолской газотурбинной электростанции» [3]:

$$i_{a(0)} = \sqrt{2} \cdot 28,4 = 40,2 \text{ кА.}$$

«Значение апериодической составляющей тока КЗ в любой момент времени» [3]:

$$i_{aK(t)*} = I_{II(0)K} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}; \quad (28)$$

«Для сборных шин РУ 10 кВ генераторов UGT 16000» [3]:

$$i_{aK1(0,3)*} = 61,2 \cdot e^{-\frac{0,3}{0,03}} = 0,003 \text{ кА}.$$

«Для сборных шин РУ 110 кВ Жанажолской газотурбинной электростанции» [3]:

$$i_{aK2(0,3)*} = 28,4 \cdot e^{-\frac{0,3}{0,03}} = 0,0012 \text{ кА}.$$

«Ударный ток в месте повреждения определяется, воспользовавшись таблицей» [3]:

$$i_{y\partial*} = I_{II(0)K*} \cdot k_{y\partial}; \quad (29)$$

Для сборных шин РУ 10 кВ генераторов UGT 16000:

$$i_{y\partial*} = 1,293 \cdot 1,98 = 2,56.$$

Для сборных шин РУ 110 кВ Жанажолской газотурбинной электростанции:

$$i_{y\partial*} = 5,642 \cdot 1,72 = 9,70.$$

В именованных единицах ударный ток КЗ можно вычислить по выражению:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot i_{y\partial*} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot u_{кзср}}; \quad (30)$$

Для сборных шин РУ 10 кВ генераторов UGT 16000:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,56 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 171,3 \text{ кА.}$$

Для сборных шин РУ 110 кВ Жанажолской газотурбинной электростанции:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,70 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 68,9 \text{ кА.}$$

2.5 Выбор коммутационного оборудования

Выбор высоковольтных выключателей.

«Выключатели выбираем из списка по номинальному напряжению U , длительному номинальному току $I_{дл}$, отключающей способности и проверяем их на термическую и динамическую стойкость» [13].

Выключатели выбираются по условиям, представленным в [6] и указанным ниже.

По номинальному напряжению условие выбора выключателя записывается как:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (31)$$

По номинальному току условие выбора выключателя записывается как:

$$I_{ном} \geq I_{max}. \quad (32)$$

где I_{\max} – ток максимального режима, А;

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ГТЭС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (33)$$

где $S_{\text{ГТЭС}}$ – полная мощность Жанажолской газотурбинной электростанции;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ;

$$S_{\text{ГТЭС}} = \frac{n_{\text{ДЦ59}} \cdot P_{\text{ДЦ59}}}{\cos\varphi_{\text{ДЦ59}}} + \frac{n_{\text{UGT16000}} \cdot P_{\text{UGT16000}}}{\cos\varphi_{\text{UGT16000}}}; \quad (34)$$

где $n_{\text{ДЦ59}}$ – число генераторов ДЦ59 на Жанажолской газотурбинной электростанции, шт;

$P_{\text{ДЦ59}}$ – активная мощность генераторов ДЦ59, МВт;

$\cos\varphi_{\text{ДЦ59}}$ – коэффициент мощности генераторов ДЦ59;

n_{UGT16000} – число генераторов UGT16000 на Жанажолской газотурбинной электростанции, шт;

P_{UGT16000} – активная мощность генераторов UGT16000, МВт;

$\cos\varphi_{\text{UGT16000}}$ – коэффициент мощности генераторов UGT16000;

$$S_{\text{ГТЭС}} = \frac{2 \cdot 12}{0,8} + \frac{8 \cdot 16}{0,85} = 180,6 \text{ МВА.}$$

Тогда ток максимального режима

$$I_{\max} = \frac{180,6}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 949 \text{ А.}$$

По предельному сквозному току условие выбора выключателя записывается как [10]:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} \cdot \quad (35)$$

По электродинамической стойкости условие выбора выключателя записывается как [10]:

$$i_y \leq i_{пр.скв.} \cdot \quad (36)$$

По термической стойкости к токам КЗ условие выбора выключателя записывается как [10]:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (37)$$

где $I_{тер}$ и $t_{тер}$ – максимальный ток термической стойкости и время, в течение которого аппарат сможет его выдержать;

B_k – тепловой импульс [10],

$$B_k = I_{но}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (38)$$

где $I_{но}$ – начальное значение суммарного периодического тока от всех источников, А;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з., с.

$$B_k = 28,4^2 \cdot (0,15 + 0,02) = 137,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_k = 137,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^3 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для ячеек ОРУ 110 кВ выбираем выключатель ВГТ-110П-40/2000 У1.

«Сравнение расчетных величин и каталожных данных» [18] выбранных выключателей представим в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор выключателей для ОРУ 110 кВ

Расчетные величины		Каталожные данные выключателя (тип)		Условия выбора	
$U_{уст}$, кВ	110	U_n , кВ	110	$U_{уст} \leq U_n$	110 кВ = 110 кВ
$I_{р.ф}$, А	949	$I_{дл.н}$, А	2000	$I_{р.ф} \leq I_{дл.н}$	949 А < 2000 А
$I_{но}$, кА	28,4	$I_{пр.с}$, кА	40	$I_{но} \leq I_{пр.с}$	28,4 кА < 40 кА
i_y , кА	68,9	$i_{пр.с}$, кА	102	$i_y \leq i_{пр.с}$	68,9 кА < 102 кА
$I_{н\tau}$, кА	28,4	$I_{отк.н}$, кА	40	$I_{н\tau} \leq I_{отк.н}$	28,4 кА < 40 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{\alpha\tau}$	80,4	β_n	0,23	$\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{\alpha\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} \cdot (1 + \beta_n)$	80,4 кА < 84,8 кА
B_k , кА ²	137,1	I_τ и t_m	40/3	$B_k \leq I_\tau^2 t_m$	137,1 < 4800

Также выбранные выключатели должны удовлетворять условию:

$$\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{\alpha\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} \cdot (1 + \beta_n); \quad (39)$$

где β_n — номинальное содержание апериодической составляющей тока отключения, отн. ед.;

$$\sqrt{2} \cdot 28,4 + 40,2 = 80,4 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,5) = 84,8 \text{ кА.}$$

Выключатель ВГТ-110П-40/2000 У1 удовлетворяет всем условиям.

На Жанажолской ГТЭС со стороны высшего напряжения устанавливаются элегазовые выключатели ВГТ-110П-40/2000 У1 [18]. Характеристики выключателей ВГТ-110П-40/2500 У1 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики выключателя ВГТ-110П-40/2500 У1

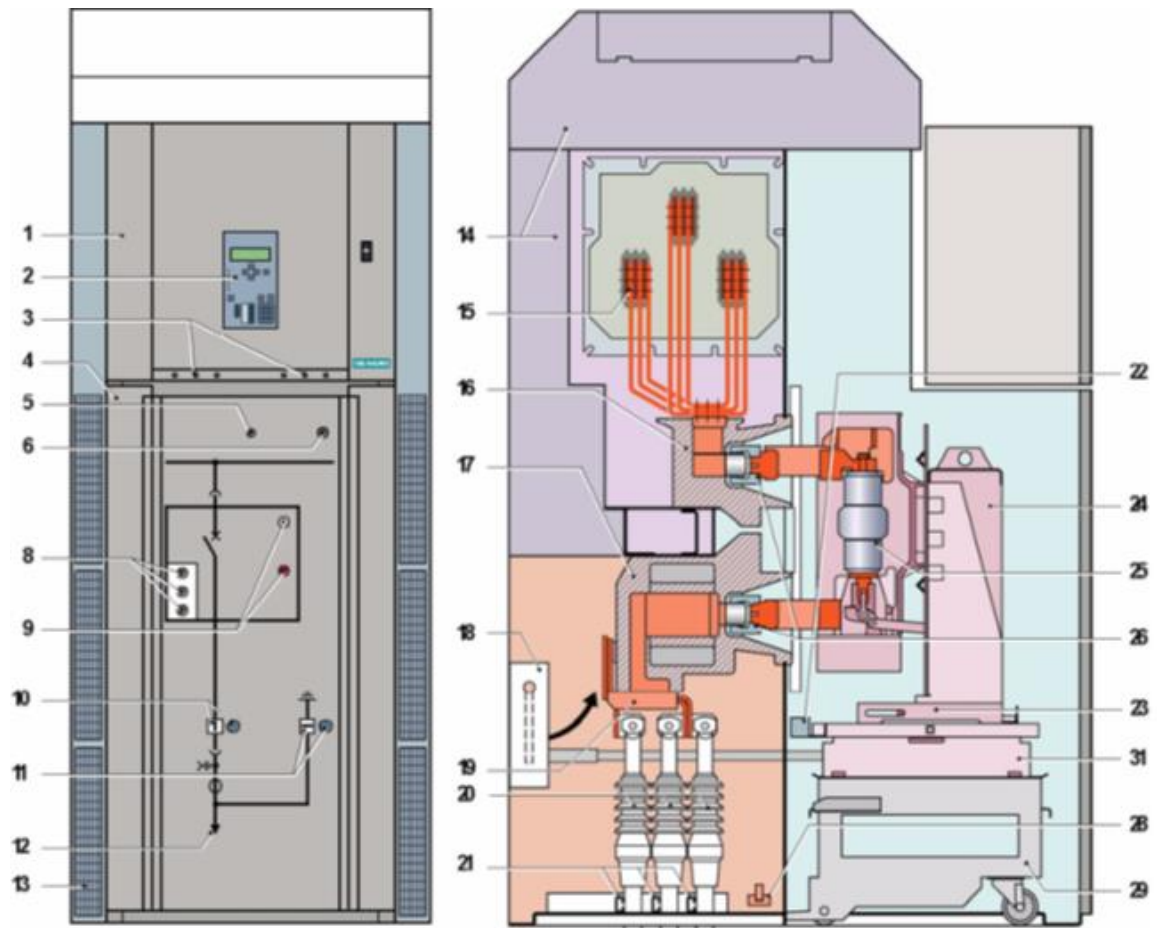
№	Наименование параметра	Величина
1	2	3
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток, А	2000

Продолжение таблицы 5

1	2	3
4	Номинальный ток отключения, кА	40
5	Ток включения, кА:	-
	наибольший ток	102
	начальное действующее значение периодической составляющей	40
6	Сквозной ток короткого замыкания, кА:	-
	наибольший пик	102
	начальное действующее значение периодической составляющей	40
	ток термической стойкости	40
	время протекания термической стойкости, с	3
7	«Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %, не более» [18]	40
8	«Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более» [18]	31,5
9	«Ток одиночной конденсаторной батареи с глухозаземленной нейтраль, отключаемый без повторных пробоев, А» [18]	0-300
10	«Отключаемый индуктивный ток шунтирующего трансформатора, А» [18]	500
11	«Отключаемый ток намагничивания ненагруженных трансформаторов, А» [18]	8,5
12	«Собственное время отключения, с» [18]	0,035 ^{-0,005}
13	«Полное время отключения, с» [18]	0,055 ^{-0,005}
14	«Собственное время включения, с, не более» [18]	0,062 ^{-0,018}
15	«Расход элегаза на утечки в год, % от массы элегаза, не более» [18]	0,5
16	«Трансформаторы тока» [18]:	-
	«Номинальный первичный ток, А» [18]	От 100 до 3150
	«Номинальный вторичный ток, А» [18]	5
	«Классы точности» [18]:	-
	«Для измерения» [18]	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1
	«Для защиты» [18]	5P; 10P; 5PR; 10PR; TPY; TPZ
	«Номинальные вторичные нагрузки, ВА» [18]:	-
	«Для измерения» [18]	До 100
	«Для защиты» [18]	До 100
	«Коэффициент безопасности трансформаторов для измерения» [18]	От 2 до 30

Распределительное устройство 10 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» принимается комплектное из ячеек NXAIR P для внутренней установки, производства компании Siemens.

Внешний вид ячейки NXAIR P приведен на рисунке 16.



- 1 Дверца низковольтного отсека; 2 Защитное оборудование; 3 Вариант: ёмкостная система индикации напряжения для фидера и/или шинной сборки; 4 Передняя дверца в отсек съемного блока; 5 Механизм подъема и фиксации для открывания передней дверцы; 6 Блокирующее устройство для передней дверцы; 8 Индикация "Замыкающий пружинный механизм заряжен", индикация положения переключателя для переключения устройства и счетчика рабочих циклов; 9 Кнопки "ВКЛ/ВЫКЛ" (ON/OFF) для включения/выключения устройства; 10 Индикация положения механического переключателя и отверстие для выемки подвижной детали; 11 Индикация положения механического переключателя и отверстие для заземлителя на КЗ; 12 Мнемосхема; 13 Вентиляционный канал (для W2500 A); 14 Канал снижения давления; 15 Шинные сборки; 16 Проходной изолятор (как вариант: проходной трансформатор тока); 17 Проходной трансформатор тока; 18 Заземлитель на КЗ; 19 Кабельное соединение максимум для 6 кабелей на фазу; 20 Концевые кабельные муфты; 21 Кабельный кронштейн; 22 Низковольтный штыревой соединитель; 23 Подвижная часть съемного блока; 24 Функциональный блок; 25 Вакуумные прерыватели; 26 Контактная сеть; 28 Шина заземления; 29 Тележка; 31 Блокировочное устройство для силового выключателя и заземлителя; 32 Модуль вентилятора с вентилятором

Рисунок 16 – Ячейка NXAIR P

Технические характеристики ячеек NXAIR P 12 кВ приведены в таблице

6.

Таблица 6 – Технические характеристики NXAIR P 12 кВ

Параметр	Ед. изм.	Величина
Напряжение	кВ	12
Частота	Гц	50
Кратковременное выдерживаемое напряжение промышленной частоты (фаза-фаза, фаза-земля)	кВ	28
Наибольшее выдерживаемое напряжение грозового импульса (фаза-фаза, фаза-земля)	кВ	75
Ток отключения при коротком замыкании	макс. кА	63
Ток термической стойкости, 3 сек	макс. кА	63
Ток включения при коротком замыкании	макс. кА	180
Номинальное пиковое значение сквозного тока	макс. кА	180
Рабочий (нормальный) ток сборной шины	макс. А	4 000
Рабочий (нормальный) ток фидеров:		
Щит выключателя	макс. А	2500
Щита разъединителя		2500
Шинный секционный разъединитель		2500

Выбор выключателя и трансформатора тока выполнен в таблице 7.

$$I_{\text{раб.мак}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (40)$$

где $S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$$I_{\text{раб.мак}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1466,2 \text{ А.}$$

В ячейках NXAIR P применяются вакуумные силовые выключатели (рисунок 17).



Рисунок 17 – Вакуумные силовые выключатели ячеек NXAIR P

Таблица 7 – Характеристики выключателя и трансформатора тока 10 кВ

Расчетные данные электроустановки	Величина
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$
$I_{раб.мак} = 1466,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п.т} = 61,2 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 63 \text{ кА}$
$I_{п.о.} = 17,68 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$i_{a.t} = 86,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \frac{\beta_{Нном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot \frac{65}{100} = 57,9 \text{ кА}$
$i_y = 171,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 180 \text{ кА}$
$B_k = 636,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\tau}^2 t_m = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$

Выбранное оборудование удовлетворяет всем условиям проверки.

Выбор разъединителей.

«Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей. Выбор производим из списка по номинальному напряжению U , длительному номинальному току $I_{дл}$, проверяем их на термическую и динамическую стойкость. По формулам рассчитываем рабочий форсировочный ток $I_{р.ф.}$ и тепловой импульс тока B_k » [4].

Разъединители выбираются, согласно условиям, представленным в [10] и указанным ниже.

По номинальному напряжению условие выбора разъединителя записывается как [10]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (41)$$

По номинальному току условие выбора разъединителя записывается как [10]:

$$I_{ном} \geq I_{max}, \quad (42)$$

По электродинамической стойкости условие выбора разъединителя записывается как [10]:

$$i_y \leq i_{пр.скв.}, \quad (43)$$

По термической стойкости к токам КЗ условие выбора разъединителя записывается как [10]:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (44)$$

Для ОРУ 110 кВ выбирается разъединитель РГ-1(2)-110/2000 У1. Заносим данные в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор разъединителей для ОРУ 110 кВ

Расчетные величины		Каталожные данные разъединителя (тип)		Условия выбора	
$U_{уст}, \text{кВ}$	110	$U_n, \text{кВ}$	110	$U_{уст} \leq U_n$	$110 = 110$
$I_{р.ф}, \text{А}$	949	$I_{дл.н}, \text{А}$	2000	$I_{р.ф} \leq I_{дл.н}$	$949 < 2000$
$i_y, \text{кА}$	68,9	$i_{пр.с}, \text{кА}$	125	$i_y \leq i_{пр.с}$	$68,9 < 125$
$B_k, \text{кА}^2 / \text{с}$	137,1	$I_\tau \text{ и } t_m$	50/3	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	$137,1 < 7500$

«Разъединитель РГ-1(2)-110/2000 У1 удовлетворяет всем условиям. Параметры разъединителей для ОРУ 110 кВ приведены в таблице 9» [4].

Таблица 9 – Параметры разъединителей для ОРУ 110 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Наибольший ток, кА	Ток термической стойкости, кА/ допустимое время его действия, с
РГ-1(2)-110/2000 У1	110	2000	125	50/3

2.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Собственные нужды подстанции определяются на основании следующих нормативных документов:

- «СО 153-34.20.187-2003» [14];
- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» [8].

«Напряжение собственных нужд выбираем равным 6 кВ (для питания крупных двигателей) и 0,38 кВ (для мелких двигателей, освещения и прочей нагрузки). На ТОО «Жаназолская ГТЭС» питание собственных нужд осуществляется ответвлениями» [4] от РУ 6 кВ (для первой очереди ГТЭС) и РУ 10 кВ. Для генераторов новой третьей очереди питание собственных нужд осуществляется ответвлениями от РУ 10 кВ.

«Рабочие трансформаторы с.н. проектируемой ТЭС присоединяем отпайкой от энергоблока. Мощность этих трансформаторов выбираем из условия $S_{тр} > S_{с.н.}$ » [4]:

$$S_{с.н.} = \frac{P_{с.н.макс}}{100} \cdot P_{ген.ном.} \cdot K_c; \quad (45)$$

где $P_{с.н.макс}$ – процент мощности собственных нужд для ТОО «Жаназолская ГТЭС»;

$P_{ген.ном.}$ – номинальная мощность генератора, МВт;

K_c – коэффициент спроса;

$$S_{c.n.} = \frac{5}{100} \cdot 16 \cdot 0,9 = 0,72 \text{ МВА.}$$

Исходя из этого, выбираем трансформатор собственных нужд ТМН-1000/10,5/6 У1.

Распределительное устройство с.н. выполняется с одной секционированной системой шин. Параметры силовых трансформаторов ТМН-1000/10,5/6 У1 приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры силовых трансформаторов ТМН-1000/10,5/6 У1 (системы собственных нужд)

Технические характеристики	Величина
Номинальная напряжение обмотки ВН, кВ	10,5
Номинальная напряжение обмотки НН, кВ	6,3
Номинальная мощность, МВА	1000 кВА
Потери холостого хода P_x , кВт	1,9
Потери КЗ P_k , кВт	10,9
Напряжение КЗ $U_{кв-н}$, %	6,5
Масса, кг	4330

2.7 Выбор токоведущей части

«Сборные шины выбираются по допустимому току из условия нагрева в длительном режиме и проверяются на термическую и динамическую стойкость при к.з. с целью выявления наиболее нагруженного участка производим расчет перетоков мощности на участках сборных шин в нормальном и аварийном режиме» [16].

«Производим выбор проводов сборных шин ОРУ 110 кВ. Максимальная мощность на сборных шинах ОРУ 110 кВ равна мощности генераторов, выдающих мощность на ОРУ 110 кВ, т.е. равна 152 МВт» [16].

«Исходя из мощности наиболее загруженного участка (участок 2-3, рисунок 9), определяем номинальный ток» [16]:

$$I_{\text{наиб}} = \frac{S_{\text{ГТЭС}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot P_{\text{ДЦ59}} / \cos \varphi_{\text{ДЦ59}} + 8 \cdot P_{\text{УГТ16000}} / \cos \varphi_{\text{ДЦ59}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (46)$$

где $n_{\text{ДЦ59}}$ – число генераторов ДЦ59 на Жанажолской газотурбинной электростанции, шт;

$P_{\text{ДЦ59}}$ – активная мощность генераторов ДЦ59, МВт;

$\cos \varphi_{\text{ДЦ59}}$ – коэффициент мощности генераторов ДЦ59;

$n_{\text{УГТ16000}}$ – число генераторов УГТ16000 на Жанажолской газотурбинной электростанции, шт;

$P_{\text{УГТ16000}}$ – активная мощность генераторов УГТ16000, МВт;

$\cos \varphi_{\text{УГТ16000}}$ – коэффициент мощности генераторов УГТ16000;

$$I_{\text{наиб}} = \frac{\frac{2 \cdot 12}{0,8} + \frac{8 \cdot 16}{0,85}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 949 \text{ А.}$$

«Выбирается для каждой фазы шин три сталеалюминевых провода марки АС-400/51 с номинальным сечением 400 мм² и допустимым током» [16]:

$$3 \times 830 \text{ А} > 949 \text{ А.}$$

«Экономическое сечение рассчитывается по формуле» [16]:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{наиб}}}{i_{\text{эк}}}, \quad (47)$$

где $i_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$ - экономическая плотность тока;

$$q_{\text{эк}} = \frac{949}{1} = 949 \text{ мм}^2.$$

«Для ошиновки выбираем провод провода марки АС-400/51 с номинальным сечением 400 мм² и допустимым током» [16]

$$3 \times 830 \text{ А} > 949 \text{ А}.$$

«Начальная температура проводов определяется по формуле» [16]:

$$\vartheta_H = \vartheta_{0.\text{ном}} + (\vartheta_{H.\text{доп}} - \vartheta_{0.\text{ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб.форс}}}{I_{\text{доп}}} \right) \quad (48)$$

где $\vartheta_{0.\text{ном}}$ — номинальная температура шин, 25°С ;

$\vartheta_{H.\text{доп}}$ — номинальная допустимая температура шин 70°С.

$$\vartheta_H = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{949}{2 \cdot 830} \right) = 50,7 < 200 \text{ °С}.$$

«По рисунку 18 определяется начальное значение теплового импульса» [16]:

$$A_H = 0,45 \cdot 10^4 \text{ А}^2\text{с} / \text{мм}^2.$$

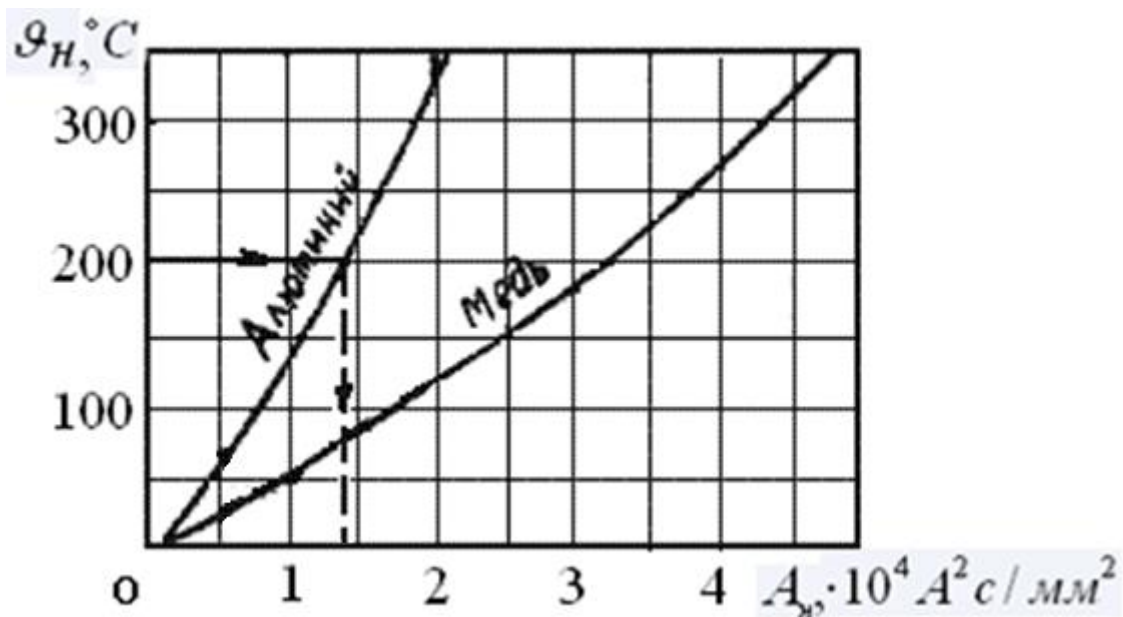


Рисунок 18 – «Кривые зависимости номинальной температуры шин от теплового импульса» [16]

«Конечное значение теплового импульса определяется по формуле» [16]:

$$A_k = A_n + \frac{B_k}{q^2}, \quad (49)$$

где q – сечение проводов по алюминию, mm^2 ;

$$A_k = 0,45 \cdot 10^4 + \frac{137,1 \cdot 10^6}{(3 \cdot 400)^2} = 0,48 \cdot 10^4 \text{ } A^2 \cdot c / \text{ } mm^2.$$

«По кривым зависимости θ_n от A_k (рисунок 18) определяется конечная температура» [16]:

$$\theta_k = 53 \text{ } ^\circ C < 200 \text{ } ^\circ C;$$

«следовательно, провода сборных шин РУ 110 кВ удовлетворяют условию проверки на термическую стойкость» [16].

Выбор ошиновки РУ 10 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» выполняется по нагреву (по допустимому току):

$$I_{\max} < I_{\text{доп}}. \quad (50)$$

«Принимаются однополосные алюминиевые шины 120x10 мм² с допустимым током $I_{\text{ном}} = 2070$ А» [16].

«Прокладка шин в распреустройстве 10 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» строго горизонтальная при расположении большой грани полосы в вертикальной плоскости» [16].

«Определяется пролёт l , при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц» [16]

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (51)$$

«Так как шины на изоляторах расположены плашмя, то момент инерции составляет» [16]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (52)$$

$$J = \frac{1 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4.$$

«Пролет вычисляется из неравенства» [16]:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{144}{12 \cdot 1}} = 3,0 \text{ м}^2,$$

«Пролет равен» [16]:

$$l \leq \sqrt{3} = 1,73 \text{ м.}$$

«Принимается расположение пакета шин плашмя; пролет 1,7 м; расстояние между фазами» [16] $a = 0,9$ м.

«Определяется сила взаимодействия между полосами сборных шин распреустройства РУ 10 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» [16]:

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (53)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{(171,3 \cdot 10^3)^2}{0,9} \cdot 10^{-7} = 5641 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

«Напряжение в материале полос составит» [16]:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W_{\text{п}}} = \frac{f_{\text{п}} \cdot l_{\text{п}}^2}{10 \cdot W_{\text{п}}}, \quad (54)$$

где $W_{\text{п}}$ - момент сопротивления одной полосы;

$$W_{\text{п}} = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (55)$$

$$W_{\text{п}} = \frac{12^2 \cdot 1}{6} = 24 \text{ см}^3;$$

тогда напряжение в материале полос составляет

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{5641 \cdot 1,7^2}{10 \cdot 24} = 67,9 \text{ МПа.}$$

Для того, чтобы выбранные шины могли применяться в распределительных устройствах необходимо, чтобы выполнялось неравенство:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа};$$

с учетом вычисленного ранее значения расчетного напряжения

$$\sigma_{\text{расч}} = 67,9 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}.$$

Отсюда можно сделать вывод, что сборные шины, устанавливаемые в распределительном устройстве 10 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» механически прочны.

Выводы по второму разделу.

Выбрана структурная схема ГТЭС. Рассчитан переток мощности через силовые трансформаторы и выбраны силовые трансформаторы связи. По справочным данным выбирается трансформатор типа ТРДН-40000/110/10/10 У1, приведены их технические характеристики.

Выбрано коммутационное оборудование. На Жаназолской ГТЭС со стороны высшего напряжения устанавливаются элегазовые выключатели типа ВГТ-110П-40/2000 У1. Для ОРУ 110 кВ выбирается разъединитель РГ-1(2)-110/2000 У1. Распределительное устройство 10 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» принимается комплектное из ячеек NXAIR Р для внутренней установки, производства компании Siemens.

Выбраны трансформаторы собственных нужд типа ТМН-1000/10,5/6 У1.

Выбраны токоведущие части. Для ОРУ 110 кВ выбирается для каждой фазы шин три сталеалюминевых провода марки АС-400/51. Сборные шины в РУ 10 кВ выполняются однополосными алюминиевыми шинами 120x10 мм².

3 Выбор контрольно-измерительных приборов и молниезащита

3.1 Выбор трансформаторов тока

«Трансформаторы тока ТТ предназначены для подключения КИП. Их необходимо выбирать, учитывая» [10]:

- «номинальное напряжение электросети» [10];
- «номинальный ток электросети, который должен быть как можно ближе к рабочему току электрической установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности» [10];
- «конструкцию и класс точности» [10].

«Для РУ 110 кВ выбирается трансформатор ТФНД-110М-У1 с параметрами: $U_n=110$ кВ, $I_{..н.}=1000$ А, вариант исполнения вторичной обмотки: 0,5/10Р/10Р, вторичный ток: $I_{2..н.}=1$ А, вторичная нагрузка в классе точности 0,5: $z_{н2}=30$ Ом, допустимый ток термической стойкости: $I_{.терм.}=8$ кА, время термической стойкости: $t=1$ с» [10].

Сводим нагрузку ТТ в таблицу 11.

Таблица 11 – Подключенные приборы и их нагрузка на фазу

Прибор	Тип	Нагрузка на фазу		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	САЗ-4681	2,5	2,5	-
Счетчик реактивной энергии	СРЧ-4676	-	2,5	2,5
$S_{np}, \text{ВА}$	-	4	5	3,5

«Наиболее загруженная фаза – В (5ВА)» [10].

Суммарное сопротивление приборов определяется по формуле [19]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (56)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность приборов наиболее загруженной фазы, ВА;

$I_{2\text{н}}$ – вторичный ток трансформатора тока, А

$$R_{\text{приб}} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов равно $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом при четырех приборах. Тогда максимальное значение сопротивления проводов должно быть [19]:

$$r_{\text{пр.}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (57)$$

где $r_{2\text{ном}}$ – номинальное сопротивление вторичной обмотки, $r_{2\text{ном}} = 1,2$ Ом.

$$r_{\text{пр.}} = 1,2 - 0,2 - 0,1 = 0,9 \text{ Ом.}$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле [19]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (58)$$

где ρ – «удельное сопротивление материала провода, для алюминия принимается $\rho = 0,029$ » [10];

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина проводов, для схемы полной звезды при номинальном напряжении 110 кВ $l_{\text{расч}} = 150$ м.

$$q_{\text{дон}} = \frac{0,029 \cdot 150}{0,9} = 4,83 \text{ мм}^2.$$

Выбирается провод АПВ с сечением 6 мм², тогда сопротивление проводников составляет

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (59)$$

$$R_{\text{каб}} = \frac{0,029 \cdot 150}{5} = 0,87 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление на вторичной стороне ТТ «состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов» [19]:

$$Z_{2\text{расч}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (60)$$

$$z_{2\text{расч}} = 0,2 + 0,1 + 0,87 = 1,17 \text{ Ом.}$$

«Проверка трансформатора тока представлена в таблице 12» [10].

Таблица 12 – Сравнение расчетных и каталожных величин

Расчетные величины		Каталожные данные трансформатора (тип)		Условия выбора	
$U_{\text{уст}}$, кВ	110	$U_{\text{н}}$, кВ	110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$	110 = 110
$I_{\text{р.ф}}$, А	949	$I_{\text{н1}}$, А	1000	$I_{\text{р.ф}} \leq I_{\text{н1}}$	949 < 1000
$z_{2\text{р}}$, Ом	5,97	$z_{2\text{н}}$, Ом	30	$z_{2\text{р}} = z_{2\text{н}}$	5,97 = 30
$B_{\text{к}}$, $\text{кА}^2 / \text{с}$	137,1	$B_{\text{кдоп}}$, $\text{кА}^2 / \text{с}$	768	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{кдоп}}$	14,7 < 768

Параметры измерительных трансформаторов тока для ОРУ 110 кВ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры измерительных трансформаторов тока для ОРУ 110 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Класс точности
		Первичный	Вторичный	
ТФНД-110М	110	1000	1	0,5

«Выбор трансформаторов тока на стороне НН в ячейках NXAIR P» [10].

«Расчетные и каталожные данные трансформатора тока в ячейках NXAIR P приведены в таблице 14» [10].

Таблица 14 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{рmax} = 1466,2 \text{ А}$	$I_{рmax} \leq I_{1н}$	$I_{1н} = 1500 \text{ А}$ $I_{2н} = 5 \text{ А}$
$i_{уд} = 171,3 \text{ кА}$	$i_{уд к2} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 180 \text{ кА}$
$B_k = 636,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

«Номинальная нагрузка трансформатора тока» [10]:

$$Z_{2н} = 20 / 5^2 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление прибора:

$$r_{приб} = \frac{S_{2приб}}{I_{2ном}^2}, \quad (61)$$

$$r_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.}$$

Учитываются сопротивление контактов:

$$r_{конт} = 0,05 \text{ Ом – если более 3-х приборов.}$$

Сопротивление соединительных проводов вычисляется как

$$r_{пров} = Z_{2н} - r_{приб} - r_{конт}, \quad (62)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,24 - 0,05 = 0,51 \text{ Ом.}$$

Определяется сечение проводников.

В ГРУ 10 кВ длина соединительных проводов составляет $l = 4-6$ м.

$$S_{\text{пров}} = \frac{0,018 \cdot 4}{0,51} = 0,14 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов выбираем медные многожильные контрольные кабели типа КВВГ 2,5 мм²:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,018 \cdot 4}{2,5} = 0,029 \text{ Ом.}$$

Определяется вторичная нагрузка:

$$Z_{2\text{расч}} = 0,24 + 0,05 + 0,029 = 0,319 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{расч}} = 0,319 \text{ Ом} \leq Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом.}$$

3.2 Выбор трансформаторов напряжения

«Выбор и проверка трансформатора напряжения (Т.Н.) в классе точности производится по его суммарной нагрузке, которая определяется по подключенным приборам. Приборы, подключенные к трансформаторам напряжения РУ 110 кВ занесены в таблицу 15» [10].

Таблица 15 – Подключенные приборы и их суммарная нагрузка

Место установки и перечень приборов	Тип прибора	$S_{н.обм},$ ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	P, Вт	Q, ВАр
1. ЛЭП связи с системой								
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Счетчик активной энергии	САЗ-И689	2	2	0,38	0,92	2	3,04	7,4
2. Сборные шины								
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	0	1	10	-
Ваттметр регистрирующий	Н-395	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Н-397	7	1	1	0	1	7	-
Осциллограф	-	10	1	1	0	1	10	-
Итого	-	-	-	-	-	-	69,8	16,7

«Устанавливается трансформатор напряжения типа ЗНГ-УЭТМ®-110 У1 с параметрами: $U_{1f} = 110$ кВ, $U_{2н} = 100/\sqrt{3}$ В, напряжение дополнительной вторичной обмотки: $U_{нд2} = 100$ В, S_n в классе точности 0,5 – 300ВА, схема соединения обмоток: $Y / Y / Y$ » [10].

«Так как мощность Т.Н .в $S_n = 300$ ВА, что больше расчетной мощности $S_{2сум} = 96,90$ ВА, следовательно, выбранный трансформатор подходит к установке на станции» [10].

«Параметры измерительных трансформаторов напряжения для ОРУ 110 кВ приведены в таблице 16» [10].

Таблица 16 – Параметры измерительных трансформаторов напряжения для ОРУ 110 кВ

Тип	Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ	Номинальная мощность в классе точности 0,5, ВА	Предельная мощность, ВА
ЗНГ-УЭТМ®-110 У1	110	24	300	1200

Выбираем для $U_{уст} = 10$ кВ трансформатор напряжения НАМИ-10, $U_{1ном} = 10$ кВ, $U_{2ном} = 100$ В, $S_{2ном} = 300$ ВА в классе точности 0,5.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{112^2 + 257,58^2} = 280,88 \text{ ВА},$$

$$S_{2\Sigma} = 280,88 \text{ ВА} \leq S_{2ном} = 300 \text{ ВА}.$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности. Характеристики трансформатора напряжения типа НАМИ-10 приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристики трансформатора напряжения типа НАМИ-10

Технические данные	Параметры
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Выходное напряжение, В	100
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная мощность для нагрузки вторичных цепей, В·А	300
Класс точности обмоток для измерения	0,5 – 1,0 – 3,0

3.3 Обеспечение молниезащиты объекта

Расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» выполняется на основании РД 34.21.121 Руководящие указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов [1].

По территории подстанции согласно плану ОРУ 110 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» максимальная высота защищаемого объекта составляет $h_x = 12,5$ м (высота портала ПС-110) [1]. К установке принимаются молниеотводы СМ-25, высота которых составляет $h = 25$ м [20].

Диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы определяется из плана ОРУ 110 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» и составляет $D_1 = 59,0$ м, расстояние между электродами 1 и 3 составляет $L_1 = 40$ м,

расстояние между электродами 1 и 2 составляет $L_2 = 31$ м.

Активная высота молниеотводов определяется по формуле

$$h_a = h - h_x, \quad (63)$$

где h – высота молниеотвода, $h = 20$ м;

h_x – максимальная высота защищаемого объекта, $h_x = 8$ м;

$$h_a = 20 - 8 = 12 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода ОРУ 110 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» [14]:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (64)$$

где h – высота молниеотвода, $h = 20$ м;

h_a – активная часть молниеотвода, куда приходит 100%-е попадание,

p – вероятность попадания молнии в защищаемую зону, $p = 1$

$$r_x = 12 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{12}{20}} \cdot 1 = 12,0 \text{ м.}$$

Ширина защитной зоны:

– для стороны между молниеотводами 1-2 и 3-4 $L_1 = 31$ м, тогда

$$a_1 / h_a = 31 / 12 = 2,58, \quad h_a / h = 12 / 20 = 0,6,$$

тогда из [14]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,8,$$

откуда определяется ширина защитной зоны

$$b_x / 2 = 0,8 \cdot h_a, \quad (65)$$

$$b_x / 2 = 0,8 \cdot 12 = 9,6 \text{ м},$$

– для стороны между молниеотводами 1-3 и 2-4 $a = 40$ м, тогда

$$a / h_a = 40 / 12 = 3,33, \quad h_a / h = 12 / 20 = 0,6,$$

тогда из [14]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,72,$$

откуда определяется ширина защитной зоны

$$b_x / 2 = 0,72 \cdot h_a, \quad (66)$$

$$b_x / 2 = 0,72 \cdot 12 = 8,64 \text{ м}.$$

– для диагонали между молниеотводами 1-4 и 2-3 $D_1 = 59,0$ м, тогда

$$D_1 / h_a = 59,0 / 12 = 4,92, \quad h_a / h = 12 / 20 = 0,6,$$

тогда из [14]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,4,$$

откуда определяется ширина защитной зоны

$$b_x / 2 = 0,4 \cdot h_a, \quad (67)$$

$$b_x / 2 = 0,4 \cdot 12 = 4,8 \text{ м.}$$

Объект высотой h_x , находящийся внутри прямоугольника, образуемого молниеотводами, будет защищен в том случае, если диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы на высоте h_x не будет больше следующего значения [14]:

$$D_1 < 8 \cdot (h - h_x) \cdot p, \quad (68)$$

$$D_1 = 59,0 \text{ м} \leq 8 \cdot (20 - 12) \cdot 1 = 64 \text{ м.}$$

Наименьшая высота зоны защиты h_0 для молниеотводов до 30 метров:

$$h_0 = h - \frac{D_1}{7}, \quad (69)$$

$$h_0 = 20 - \frac{59,0}{7} = 11,6 \text{ м,}$$

что больше максимальной высоты защищаемого объекта - высоты портала ПС-110 ОРУ 110 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС». Таким образом, разработанная молниезащита будет защищать ОРУ 110 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» от поражения электрическим током.

Выводы по третьему разделу.

Выбраны трансформаторы тока, трансформаторы напряжения. Для РУ 10 кВ применяется трансформатор напряжения НАМИ-10. Молниезащита выполняется четырьмя молниеотводами СМ-25.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции электрической части ТОО «Жаназолская ГТЭС» для повышения мощности данной электростанции с вводом в эксплуатацию трех новых генераторов типа UGT 16000.

Приведены общие сведения о ТОО «Жаназолская ГТЭС». Представлена существующая электрическая схема ТОО «Жаназолская ГТЭС». Приведены технические характеристики генератора UGT 16000.

Выбрана структурная схема ГТЭС.

Рассчитан переток мощности через силовые трансформаторы и выбраны силовые трансформаторы связи. По справочным данным выбирается трансформатор типа ТРДН-40000/110/10/10 У1, приведены их технические характеристики.

Рассчитаны токи короткого замыкания.

Выбрано коммутационное оборудование. На Жаназолской ГТЭС со стороны высшего напряжения устанавливаются элегазовые выключатели типа ВГТ-110Ш-40/2000 У1. Для ОРУ 110 кВ выбирается разъединитель РГ-1(2)-110/2000 У1. Распределительное устройство 10 кВ ТОО «Жаназолская ГТЭС» принимается комплектное из ячеек NXAIR Р для внутренней установки, производства компании Siemens.

Выбраны трансформаторы собственных нужд типа ТМН-1000/10,5/6 У1.

Выбраны токоведущие части. Для ОРУ 110 кВ выбирается для каждой фазы шин три сталеалюминевых провода марки АС-400/51. Сборные шины в РУ 10 кВ выполняются однополосными алюминиевыми шинами 120x10 мм².

Для РУ 110 кВ выбран трансформатор тока ТФНД-110М-1000/5-У1, трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ®-110 У1. Для РУ 10 кВ применяется трансформатор напряжения НАМИ-10.

Молниезащита выполняется четырьмя молниеотводами СМ-25.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Гайсаров Р. В., Коржов А. В., Лежнева Л. А., Лисовская И. Т. Проектирование электрических подстанций : методические указания к курсовому проекту. Челябинск : Изд-во ЮУрГУ, 2005. 46 с.
2. ГОСТ 14209 - 85 (СТ СЭВ 3916 - 82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1) : утв. и введ. в действие 01.06.2009 г. // Консультант плюс: справочно-правовая система.
3. Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М. : Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
5. Орлов И.П. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства. М.: Энергоатомиздат, 1986 . 712 с
6. Орлов И.П. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т. 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. М.: Энергоатомиздат, 1988 . 880 с.
7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание : утв. Министерством энергетики Российской Федерации, приказ от 8 июля 2002 г. № 204 // Консультант плюс: справочно-правовая система.
8. Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации" // Консультант плюс: справочно-правовая система.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : утв. Департаментом

стратегии развития и научно-технической политики МЭИ 23.03.1998 г. // Консультант плюс: справочно-правовая система.

10. Рожков Л.Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М. : Издательский центр «Академия», 2013. 448 с.

11. Ротачева А.Г. Электрические станции и подстанции : Методические указания к практ. занятиям. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. 76 с.

12. Руководящие указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов [Электронный ресурс] : РД 34.21.121. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007495> (Дата обращения 24.09.2022 г.)

13. Селиверстов Г.И. Электрооборудование станций и подстанций промышленных предприятий : Гомель: Электронная библиотека УО ГГТУ им. П.О. Сухого, 2011. 351 с.

14. СО 153-34.20.187-2003 Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждено приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 288 // Консультант плюс: справочно-правовая система.

15. Степанов В. М., Косырихин В. С. Передача и распределение электроэнергии, расчеты линий электропередач и электрических сетей. Тула : Изд-во ТулГУ, 2012 . 186 с.

16. Степанов В. М., Косырихин В. С. Расчёт и проектирование электрической сети 35-220 кВ промышленного района. Тула: Изд-во ТулГУ, 2009. – с. 43

17. Степанов В. М., Косырихин В. С. Расчёт и проектирование электрических сетей и систем. Тула : Изд-во ТулГУ, 2014 . 351 с.

18. Технические характеристики выключателя элегазового ВГТ-110П-40/2000 У1. URL: <https://zeto.ru/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110/?ysclid=18sftj7n7k5112245> (Дата обращения 24.09.2022 г.)

19. Технические характеристики газотурбинного двигателя UGT 16000, производства завода «Зоря – Машпроект». URL: https://www.manbw.ru/analytics/tehnicheskie-harakteristiki-gazoturbinnyh_zorya-mashproekt.html#overlay-context=zorya-mashproekt-gazoturbinnye-dvigateli-i-generatornye-ustanovki.html (Дата обращения 24.09.2022 г.)

20. Технические характеристики молниеотвода СМ-25. URL: <https://zavsk.ru/catalog/molnieotvody/metallicheskie/sm/> (Дата обращения 03.09.2022 г.)