

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника  
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Проектирование подстанции для солнечной электростанции,  
stroyaющейся на территории Самарской области»

Студент

М.С. Паламарчук

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридовонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

О.А. Головач

(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)

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## **АННОТАЦИЯ**

В данной квалификационной работе рассмотрен вопрос выбора электрооборудования повышающей подстанции для Солнечной электростанции на территории Самарской области установленной мощностью 75 МВт.

Основанием для рассмотрения данного вопроса послужило наличие технических условий на технологическое присоединение для обеспечения выдачи мощности Самарской солнечной электростанции ООО «Солар Системс» к 2019 году.

Определены цели и задачи выполнения квалификационной работы.

В данную работу включено:

- Выбор места расположения электростанции;
- Разработка схемы выдачи и структурной схемы электростанции
- Выбор оборудования распределительного устройства и его тип повышающей подстанции Самарской СЭС
- Выбор микропроцессорной защиты и расчёт уставок, для защиты основного оборудования электростанции.

Работа содержит в себе пояснительную записку объёмом 69 листов, включая 27 таблиц и 11 рисунка, графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

## **ABSTRACT**

The topic of the given graduation work is «The choice of a step-up substation for a solar power plant being built on the territory of Samara Region». This graduation work is devoted to the process of creating a project of a step-up transformer substation.

The subject of the graduation work is the device for the conversion of electrical energy, part of the solar power plant. The key issue of the graduation work is the carrying out a project procedures for development of the electrical part of substation, in compliance with safety standards and high efficiency of power equipment. We touch upon the problem of find the most modern and rational solutions to existing problems for the transmission of electrical energy to the power network with minimal losses, and, in other hand, we touch on the question of the economic feasibility of decisions. We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions. The subject of the graduation work is the device for the conversion of electrical energy, part of the solar power plant. The key issue of the graduation work is the carrying out a project procedures for development of the electrical part of substation, in compliance with safety standards and high efficiency of power equipment. We touch upon the problem of find the most modern and rational solutions to existing problems for the transmission of electrical energy to the power network with minimal losses, and, in other hand, we touch on the question of the economic feasibility of decisions. We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions.

We examine how the type of system of operative current influences the functioning of substation systems and on the basis of analysis, we make a choice of this system. We also study the role of object relay protection systems and the special part of the project gives details about process of calculation of the parameters of this system.

It can be concluded that project developing is the multifaceted process, with includes many nuances, which must be taken into account to achieve maximum energy efficiency and safety of the facility.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Выбор места расположения электростанции .....	10
2 Геологическая и климатическая характеристика местности расположения подстанции .....	12
3 Разработка схемы выдачи и структурной схемы электростанции .....	14
4 Схема главная электрическая принципиальная и технико-экономическое сравнение вариантов .....	17
5 Выбор основного силового оборудования .....	20
5.1 Выбор силовых трансформаторов связи.....	20
5.2 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции.....	21
6 Система оперативного постоянного тока.....	25
7 Выбор изоляции, защита от перенапряжений и заземление .....	26
8 Система рабочего, аварийного и наружного освещения .....	29
9 Молниезащита.....	30
10 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Самарская СЭС .....	31
10.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110, 10 кВ ПС Самарская СЭС .....	31
10.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах в сети 10 кВ .....	37
11 Выбор коммутационного оборудования .....	41
11.1 Выбор выключателей в ОРУ 110 кВ.....	41
11.2 Выбор параметров выключателей в ЗРУ 10 кВ .....	43
11.3 Выбор разъединителей в ОРУ 110 кВ.....	46
12 Выбор сборных шин 10 кВ в ЗРУ 10 кВ.....	47
13 Выбор контрольно измерительных приборов .....	49
14 Выбор трансформаторов тока .....	51
15 Выбор трансформаторов напряжения .....	55
16 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов .....	60
16.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ.....	60

16.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора .....	62
16.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора .....	64
16.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	67

## **ВВЕДЕНИЕ**

В Самарской области имеются весьма удовлетворительные условия для использования солнечной энергии, которую можно легко преобразовывать в электрическую и тепловую энергию.

В качестве основного метода преобразования солнечной энергии в электрическую признано прямое фотоэлектрическое преобразование с помощью плоских фотоэлектрических модулей на основе монокристаллического, поликристаллического или аморфного кремния. Значительное удешевление в последние годы кремния «солнечного качества» позволяет теперь создавать солнечные электростанции (СЭС) с удельными капитальными вложениями и себестоимостью отпускаемой электроэнергии меньшими, чем для тепловых и атомных электростанций.

В соответствии с утвержденной указом Минэнерго России от 1 марта 2017 года № 143 «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы» в целях исполнения обязательств по договору о поставке мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности ООО «Солар Системс» запланированы строительство и ввод в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии с использованием энергии солнца установленной мощностью 75 МВт в рамках процедуры технологического присоединения.

Согласно техническим условиям на технологическое присоединение для обеспечения выдачи мощности Самарской солнечной электростанции ООО «Солар Системс» к 2019 году планируется строительство новой повышающей ПС 110/10 кВ с силовыми трансформаторами 2x63 МВА и присоединением ПС заходами от ВЛ 110 кВ Томыловская-2 и ВЛ 110 кВ Томыловская-4 к ПС 220 кВ Томыловская ориентировочной протяженностью 2x0,3 км.

В соответствии с предоставленными данными Самарская СЭС планируется к размещению в Новокуйбышевско-Чапаевском энергорайоне на

площадке в 241,5 га. Для обеспечения надежности электростанции целесообразно сооружать ее по модульному принципу, использовать 3 солнечных энергоблока с установленной мощностью каждого по 25 МВт. В соответствии с ТЗ проектная мощность СЭС составит 75 МВт.

Сооружение проектируемого объекта позволит разгрузить дефицитный узел энергосистемы и обеспечить электроэнергией местных потребителей.

Целью данной работы является:

- разработка схемы выдачи мощности (СВМ) Самарской солнечной станции мощностью 75 МВт;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу электрических сетей;
- оценка необходимого объема электросетевого строительства.

Фрагмент карты-схемы утвержденной распоряжением губернатора Самарской области от 05.04.2018 № 167-р «Схемы и программы развития Самарской области на период 2018-2022 годов» показан на рисунке1.

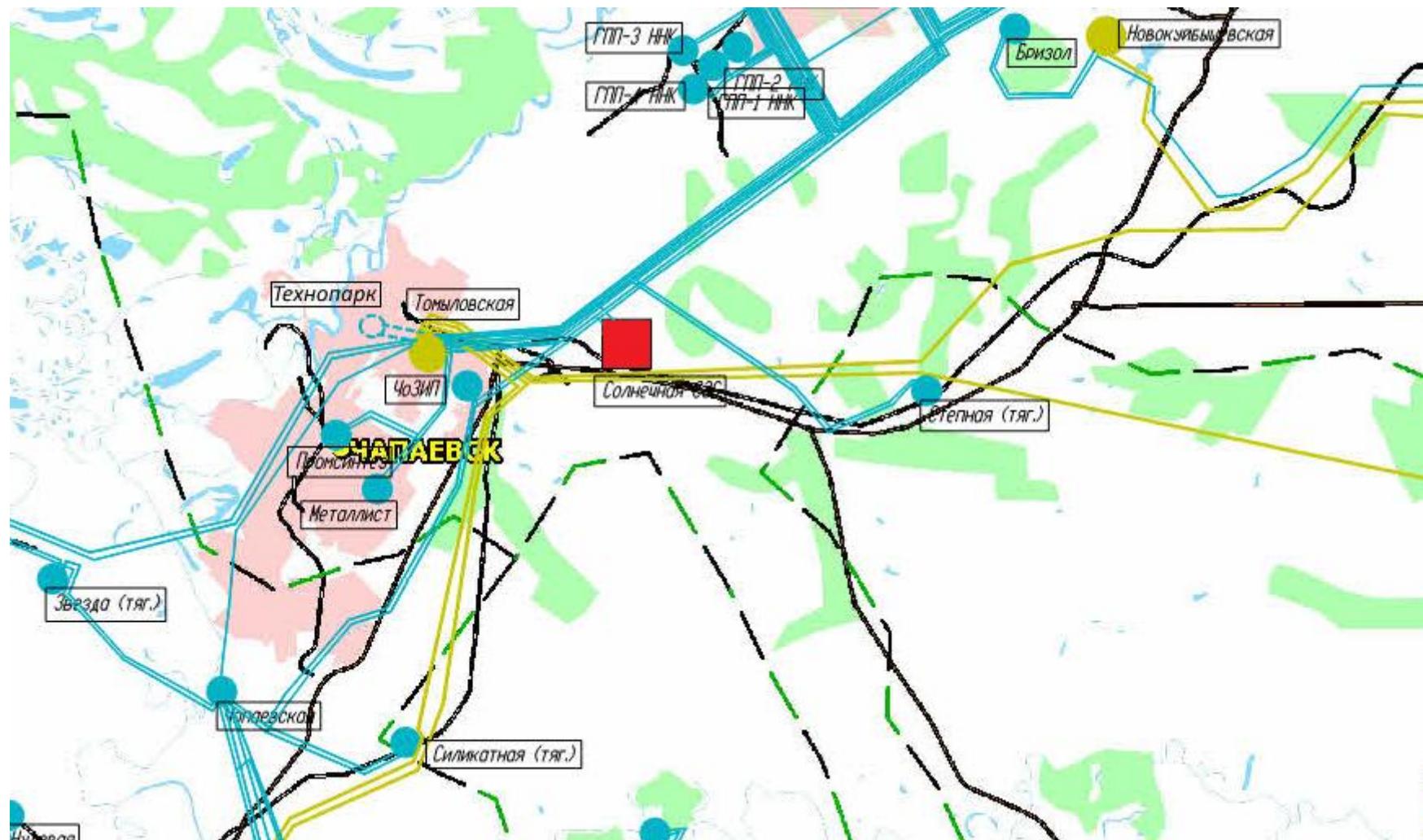


Рисунок 1 - Фрагмент карты-схемы утвержденной распоряжением губернатора Самарской области от 05.04.2018 № 167-р «Схемы и программы развития Самарской области на период 2018-2022 годов»

## **1 Выбор места расположения электростанции**

Самарская энергосистема на данный момент является избыточной, как по мощности, так и по электроэнергии.

При этом особенностью Самарской энергосистемы является неоптимальное размещение генерирующих источников: абсолютно избыточный энергорайон Западный (Жигулевск, Тольятти), в котором собрано 75% установленной мощности генерирующих источников (Тольяттинская ТЭЦ, ТЭЦ ВАЗ, Жигулёвская ГЭС) и дефицитные Центральный (Чапаевск, Самара, Новокуйбышевск), Восточный и Южный энергорайоны с остальной генерацией от Самарских (Самарская ТЭЦ, Безымянская ТЭЦ, Самарская ГРЭС) и Новокуйбышевских (НкТЭЦ-1 и НкТЭЦ-2) электростанций.

В Новокуйбышевско-Чапаевский энергорайон (в том числе г. Новокуйбышевск и г. Чапаевск) входят: Новокуйбышевская ТЭЦ-1, Новокуйбышевская ТЭЦ-2, ПС 220 кВ Томиловская, ПС 220 кВ Оросительная, ПС 110 кВ Чапаевская, ПС 220 кВ Головная, ПС 220 кВ Новокуйбышевская, а также подстанции, получающие питание от шин 110 кВ указанных ПС и электростанций (ГПП-1 ВПХ, ГПП-2 ВТП, Силикатная, ЧоЗИП, Металлист, Промсинтез, Воздвиженка, Нулевая, Переволоки, Преображенка, Снисски, Совхозная, ЗАО «ННК» ГПП 1-4, Степная, Водозабор, КНПЗ, Центр, Южная, Овощная, НФТП и т.д.). Новокуйбышевско-Чапаевский энергорайон граничит с Самарским энергорайоном.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Самарской области на 2018-2023 гг.» планируется рост нагрузки Новокуйбышевско-Чапаевского энергорайона, что обусловлено увеличением нагрузки потребителей прилегающего района вследствие технологического присоединения крупных потребителей (более 5 МВт) к центрам питания до 2023 года.

В связи с вышеизложенным Самарская СЭС планируется к размещению в Новокуйбышевско-Чапаевском энергорайоне на площадке в 241,5 га. Для обеспечения надежности электростанции целесообразно сооружать ее по модульному принципу, использовать 3 солнечных энергоблока с установленной мощностью каждого по 25 МВт. Генераторные шины ГШ энергоблоков с номинальным напряжением 10 кВ соединяются с общестанционной трансформаторной подстанцией, осуществляющей выдачу электрической мощности в энергосистему на напряжении 110 кВ (10 кВ).

Район размещения Самарской СЭС характеризуется развитыми сетями 110 кВ, наличием большого количества ответственных потребителей химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности, электроснабжение которых осуществляется от ПС глубокого ввода, присоединенных к разным независимым источникам питания.

## **2 Геологическая и климатическая характеристика местности расположения подстанции**

Климатический район строительства по СНиП 23-01-99\* - II. Зона влажности - сухая.

Средняя годовая температура воздуха составляет плюс  $4,0^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура наиболее теплого месяца (июль) плюс  $25^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный максимум температуры равен плюс  $39^{\circ}\text{C}$ . Посредственная температура самого прохладного месяца январь равный  $-8,5^{\circ}\text{C}$ . Самая прохладная температура воздуха  $-43^{\circ}\text{C}$ .

Температура воздуха самых прохладных суток является: обеспеченностью 0,97 – минус  $38^{\circ}\text{C}$ ; обеспеченностью 0,92 - минус  $36^{\circ}\text{C}$ .

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки составляет: обеспеченностью 0,97 - минус  $34^{\circ}\text{C}$ ; обеспеченностью 0,92 - минус  $30^{\circ}\text{C}$ .

Оттепели редки и постоянно сопутствуются гололедом.

Снеговой слой устанавливается в середине ноября, толщина его в конце сезона достигает 50-60 см. Расчетная снеговая нагрузка для IV снегового района по СНиП 2.01.0785 "Нагрузки и воздействия" равна 240 кг/км<sup>2</sup>.

Район по гололеду по СНиП 2.01.07-85 "Нагрузки и воздействия" - III.

Нормативная толщина стенки гололеда (превышаемая раз в 5 лет) на элементах кругового сечения, расположенного на высоте 10 м над поверхностью земли составляет 10 мм. Среднее количество осадков в году - 306 мм.

Преобладающим направлением ветров на исследуемой территории в зимний период года являются ветры юго-восточного и юго-западного и южного направлений, в теплый период - западного, северного и северо-западного направлений. Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь - 3,7 м/с, средняя - 3,2 м/с, минимальная - 2,2 м/с. Нормативная ветровая нагрузка для III ветрового района по СНиП 2.01.07-85

"Нагрузки и воздействия" равна 38 кгс/км<sup>2</sup>. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определена по пособию к СНиН 2,02,01-83\* и составляет 1,6 м для глинистых грунтов.

Продолжительность солнечного сияния - 2278 часов в средний год, наибольшая среднемесячная - 318 часов в июле.

### **3      Разработка    схемы    выдачи    и    структурной    схемы электростанции**

Выбор схемы выдачи мощности (СВМ) Самаркой СЭС производился на основании «Норм технологического проектирования тепловых электростанций».

При разработке вариантов исходили из требований, которые предъявляются к СВМ тепловых электростанций. Рекомендуемая схема должна соответствовать требованиям ПУЭ, указаниям и нормативам по проектированию развития энергосистем, которыми предусматривается:

- комплексное решение вопросов выдачи мощности с сохранением надежности электроснабжения потребителей в зоне действия электросетей района расположения электростанции, независимо от их ведомственной принадлежности;
- максимальное использование существующих сетей с учетом их возможной реконструкции;
- вероятность сбережения установленных заключений согласно формированию схемы узлы присутствие отдельных отклонениях степеней нагрузок с установленных;
- экономность формирования и функционирования сети при обеспечивании подходящих степеней токов КЗ и утрат электроэнергии.

Варианты предусматривают строительство новой повышающей ПС 10/110 кВ Самарская СЭС и различаются лишь точками присоединения этой новой ПС 10/110 кВ СЭС к сетям 110 кВ энергосистемы. Основными центрами приема мощности в данных вариантах являются ПС 220 Томыловская, ПС 220 Головная, ПС 110 Чапаевская.

Вариант 1. Предусматривает строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ СЭС к РУ 110 кВ ПС 220 Томыловская протяженностью ~3,6 км. В РУ 110 кВ ПС 220 кВ Томыловская предусматривается сооружение двух ячеек 110 кВ с установкой элегазовых выключателей для присоединения ВЛ.

Вариант 2. Предусматривает присоединение ПС 110 кВ СЭС отпайками от существующих ВЛ 110 кВ Томыловская-2,4 протяженностью ~0,3 км.

Выбор рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности Самарской СЭС произведен на основании технико-экономического сравнения представленных вариантов.

Критерием для выбора варианта является минимум приведенных затрат. Определяющими факторами при выборе рекомендуемого варианта также должны являться простота реализации, возможность преобразования схемы на всех этапах развития сетей с наименьшими расходами, вероятность дальнейшего развития сети в отсутствии основных перемен с учетом оптимального сочетания с предбудущими сетями наиболее значительной ступени напряжения.

В технико-экономическом сравнении не учитываются одни и те же элементы (оборудование солнечной электростанции - фотоэлектрических модулей, инвертирующих преобразователей и др.)

На основании вышеизложенного, по результатам технико-экономического сравнения рекомендуемым определен вариант 2, имеющий наименьшие приведенные затраты и предусматривающий выдачу мощности на напряжении 110 кВ ответвлениями от существующих ВЛ 110 Томыловская-2,4.

Исходные данные энергосистемы и нагрузки указаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Первичные данные для выполнения расчётов

Мощность электростанции	$P_{уст}$	75000	кВт
Напряжение электростанции	$U_{ном}$	10,5	кВ
Коэффициент загрузки СЭС	$\cos\phi$	0,8	
Связь с ЭС и схема ЭС	2×ВЛ-110 кВ		

Планируемая структурная схема повышающей подстанции ПС 110/10 Самарской СЭС изображена на рисунке 3.1.

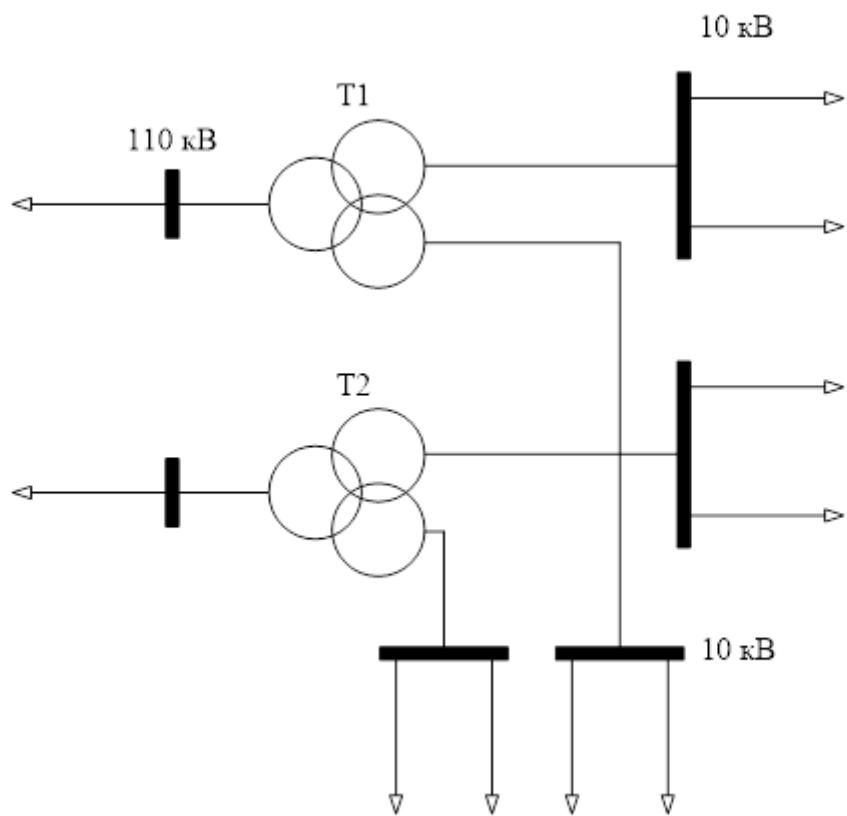


Рисунок 3.1 – Планируемая структурная схема повышающей подстанции ПС  
110/10 Самарской СЭС

Режим работы Самарской СЭС планируется постоянный, параллельно с ЭС.

## **4 Схема главная электрическая принципиальная и технико-экономическое сравнение вариантов**

На подстанции устанавливаются два силовых трансформатора. Требуемая категория надежности - III.

В данной работе рассматривались следующие схемы РУ 110 кВ:

1. №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».
2. №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».
3. №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии».
4. №110-7 «Четырехугольник».
5. №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Для организации указанных схем нужно следующее количество выключателей и разъединителей, которое представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Количество выключателей и разъединителей для соответствующих схем

№ п/п	Схема	Кол-во выключателей	Кол-во разъединителей	Относительная стоимость, уд.ед.
1	№110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»	2	8	100
2	№110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии»	3	10	125

Продолжение таблицы 4.1

3	№110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»	3	10	125
4	№110-7 «Четырехугольник»	4	12	145
5	№110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»	5	10	155

Схема №110-7 «Четырехугольник» неоправданно дорогая. Так же согласно СТО 56947007-29.240.30.047-2010 данная схема применяется для проходной ПС с двухсторонним питанием по двум линиям, поэтому в дальнейшем эту схему не рассматриваем.

Схема №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» применяется для узловых ПС с возможностью расширения присоединений свыше шести и является самым дорогим и необоснованным вариантом, поэтому в дальнейшем эту схему не рассматриваем.

Согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» рекомендовано применение схем:

Таблица 4.2 - Типовые решения для рекомендованных схем

Тип схемы	Область применения
№110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»	Тупиковые или ответвительные двухтрансформаторные ПС питаемые по двум Воздушным Линиям

Продолжение таблицы 4.2

<p>№110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии»</p>	<p>Проходные двухтрансформаторные ПС с двухсторонним питанием присутствие потребности сбережения в работе двух трансформаторов при присутствии КЗ (дефекте) на Воздушных Линиях в нормальном режиме работы ПС (при присутствие однородном графике нагрузок).</p>
<p>№110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»</p>	<p>Проходные двухтрансформаторные ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при КЗ (дефекте) в трансформаторе, при необходимости отключения 1-го из трансформаторов в протяжении суток (изменчивый график нагрузок).</p>

Подобным способом, таким образом как ПС 110/10 Самарская тупиковая, в таком случае полностью получаем схему №110-4Н "Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии".

РУ-110 кВ производиться прямого вида с отдельно стоящим оборудованием. РУ 10 кВ предусматривается закрытого типа по типовой схеме № 10-2 "Две, секционированные выключателями, системы шин" на базе комплектного распределительного устройства 10 кВ.

Для организации питания собственных нужд на подстанции будут устанавливаются два ТСН, мощность которых будет определена в данной работе.

Схема электрическая принципиальная ПС 10/110 кВ представлена на чертеже (лист 1).

## **5 Выбор основного силового оборудования**

### **5.1 Выбор силовых трансформаторов связи**

Рассчитываем переток мощности через силовые трансформаторы в сеть 110 кВ по нижеприведенным формулам.

Расчёты производим для режима работы СЭС с установленной мощностью.

$$P_{Tp} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{CH}}}{2} = \frac{75}{2} = 37,5 \text{ МВт}$$

$$S_{Tp} = \frac{P_{Tp}}{\cos\varphi} = \frac{37,5}{0,8} = 46,9 \text{ МВт}$$

где  $P_{Tp}$  – активная мощность перетока через силовой трансформатор,

$P_{\text{ген}}$  – мощность вырабатываемая всеми четырьмя генераторами,

$P_{\text{CH}}$  – мощность, потребляемая на собственные нужды электростанции (для СЭС зависит от существующей схемы СН-0,4 кВ подстанции и данных заводов-изготовителей вновь устанавливаемого оборудования шкафов РЗА, освещения и т.д., соответственно на данном этапе ими можно пренебречь);

$S_{Tp}$  – полная мощность перетока через силовой трансформатор.

Согласно требованиям ПУЭ – если при нарушении связи, между РУ низшего и среднего напряжения повлечёт к недоотпуску электроэнергии потребителям, предусматривают два трансформатора связи.

Выбираем мощность силовых трансформаторов связи, по максимальному перетоку мощности между шинами 10 кВ и шинами 110 кВ, который определяем по наиболее тяжёлому режиму – в нашем случае, когда СЭС работает с установленной мощностью, время года лето, один трансформатор в работе, второй в ремонте.

Максимальной переток мощности через трансформатор на шины 110 кВ с учетом коэффициента загрузки СЭС и  $\cos\varphi$  является  $P_{\text{макс}} = 60 \text{ МВт}$ :

$$S_{\text{макс.ген}} = k * \frac{P_{\text{макс}}}{\cos\varphi}, \quad (5.1)$$

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{ген}} - S_{\text{СН}}, \quad (5.2)$$

где  $S_{\text{макс}}$  – максимальный переток мощности через трансформатор из сети 10 кВ в сеть 110 кВ;

$k$  – коэффициент загрузки силового трансформатора.

$$S_{\text{макс.}} = 0,85 * \frac{60}{0,8} = 63,75 \text{ МВА}$$

Выбираем два силовых трансформатора связи с номинальной мощностью 63 МВА, марки ТРДН с номинальными данными указанными в таблице 5.1.

Таблица 5.1. – Номинальные данные трансформатора ТРДН-63000/110

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_k\%$
		ВН	НН	$P_{\text{хх}}$	$P_{\text{кз}}$	
ТРДН-63000/110	63	115	10,5	40	245	10,5

## 5.2 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции

Основным требованием для системы собственных нужд (СН), состоит в обеспечении надежной и экономичной работе оборудования СН.

На открытой территории подстанции планируется установить 2 трансформатора собственных нужд, подключенных к 1 и 4 секции ЗРУ-10 кВ.

С целью организации питания потребителей личных потребностей применяется неустойчивое напряжение 380/220 В от вновь устанавливаемых ТСН напряжением 10/0,4 кВ.

Для распределения электрической энергии между потребителями собственных нужд ПС в ОПУ устанавливается щит собственных нужд 0,4 кВ.

Для подключения цепей питания приводов и обогрева оборудования 110 кВ предусматривается установка дополнительных распределительных шкафов 0,4 кВ на ОРУ 110 кВ.

Для подключения цепей питания наружного освещения предусматривается установка дополнительных распределительных шкафов 0,4 кВ на открытой территории подстанции на прожекторных мачтах.

Расчет электрической мощности, потребляемой на собственные нужды существующей подстанции, выполнен с учетом существующей схемы СН-0,4 кВ подстанции и данных заводов-изготовителей вновь устанавливаемого оборудования.

В качестве расчетной нагрузки принимается максимальная потребляемая мощность в зимний период.

Расчет нагрузок сведен в таблицу 5.2.

Максимальная расчетная нагрузка составляет:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{83,48^2 + 29,41^2} = 88,51 \text{ кВА.}$$

С учетом коэффициента одновременности загрузки требуемая мощность трансформатора составляет:

$$S_T = K_{\text{одн}} * S_{\Sigma} = 0,85 \cdot 88,51 = 75,23 \text{ кВА}$$

С учетом перспективы развития ПС и возможности работы одного трансформатора длительное время к установке принимаются трансформаторы мощностью 160 кВА.

Таблица 5.2 – Нагрузка собственных нужд

Тип нагрузки	$S_{\text{нагр}}$ кВА.	$K_c$	$S_{\text{рас}}$ кВА
ОПУ. Шкаф распределительный собственных нужд 0,4 кВ 1	35,00	0,80	28

Продолжение таблицы 5.2

ОРУ-110 кВ. Шкаф питания приводов оборудования 110 кВ 2	10,60	0,25	2,65
ОРУ-110 кВ. Шкаф питания обогрева оборудования 110 кВ 2	8,10	1,00	8,1
ЗРУ-10 кВ. Шкаф распределительный собственных нужд 0,4 кВ 1	20,00	0,80	16
ЗРУ-10 кВ. Шкаф питания приводов выключателей 10 кВ 1	13,86	0,30	4,16
ОРУ-110 кВ. Шкаф приводов РПН Т-1, Т-2 2	2,20	0,50	1,10
ОРУ-110 кВ. Шкаф дутьевого охлаждения ШД Т-1, Т-2 2	6,40	0,50	3,20
ОПУ. Выпрямительное зарядное устройство АКБ 2	12,00	0,20	2,40
ОПУ. Питание оперативной блокировки разъединителей 1	0,80	1,00	0,80
ОПУ. Освещение шкафов РЗА 15	0,90	0,30	0,27
ОПУ. Шкаф наружного освещения подстанции 1	4,80	0,50	2,4
ОПУ. Питание измерительных преобразователей 32	0,50	1,00	0,5
ОПУ. Питание счетчиков 110 кВ и приборов ККЭ 6	0,10	1,00	0,1
ОПУ. Шкаф серверный ИВК 1	2,20	1,00	2,2
ОПУ. Серверный шкаф видеонаблюдения 1	3,00	1,00	3,0
ОПУ. Шкаф УСПИ 1	1,50	1,00	1,5
ОПУ. Шкаф системы гарантированного питания	10,00	0,70	7,0
ОПУ. Шкаф УДК	0,10	1,00	0,1
Итого:	132,06	88,51	-

Нагрузка на трансформатор СН по данным таблицы, с учетом коэффициента спроса  $K_c$ , составляет 88,51 кВА.

Мощность трансформаторов собственных нужд должен быть выбран с учётом того, что в случае вывода одного из трансформаторов, оставшийся в работе мог взять на себя всю нагрузку с допустимой перегрузкой.

С учетом перспективы развития ПС и возможности работы одного трансформатора длительное время к установке принимаются трансформаторы мощностью 160 кВА.

Питание собственных нужд ПС 10/110 кВ обеспечивается от двух трансформаторов собственных нужд мощностью по 160 кВА каждый и напряжением 10/0,4 кВ, установленных на открытой территории подстанции и подключенных к 1 и 4 секции ЗРУ-10 кВ.

Характеристики трансформатора ТМГ-160/10 У1 приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Характеристики трансформатора ТМГ-160/10 У1

Тип	$S_{\text{ном}}$ кВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_{\kappa} \%$
		ВН	НН	$P_{\text{хх}}$	$P_{\text{кз}}$	
ТМГ-160/10 У1	160	10	0,4	0,41	2,6	4,5

Выводы по выбору основного оборудования:

Выбор оборудования выполнен на основании СТО 56947007-29.130.10.095-2011 "Выключатели переменного тока на напряжение от трех до 1150 кВ. Предписания согласно подбору", РД 153-34.0-20.527-98 "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования".

Оборудование, предлагаемое к установке при строительстве ПС 10/110 кВ, представлено в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Ведомость основного силового оборудования

№ п/п	Наименование и техническая характеристика оборудования	Ед. изм.	Кол- во
1	Трансформатор силовой масляный класса напряжения 110/10/10 кВ, мощностью 63 МВА, с устройством регулирования напряжения под нагрузкой по стороне ВН типа ТРДН-63000/110 У1	шт.	2
2	Трансформатор силовой масляный герметичный класса напряжения 10/0,4 кВ, мощностью 160 кВА, с ПБВ по стороне ВН типа ТМГ-160/10 У1	шт.	2

## **6      Система оперативного постоянного тока**

С целью предоставления гарантированного электроснабжения эксплуатационных цепей приборов РЗА, а кроме того электромагнитов включения/отключения выключателей стабильным током в ПС 10/110 кВ учитывается система оперативного неизменного тока.

Система оперативного неизменного тока гарантирует:

- принятие гальванической энергии с выпрямительных приборов и аккумуляторных батарей;
- Разделение гальванической энергии согласно цепям личных потребностей непрерывного тока;
- определение тока заряда и подзаряда АБ;
- контролирование напряжения на секциях;
- контролирование и определение сопротивления изоляции сети.

В обычном режиме электропитание потребителей гарантируется выпрямительно-зарядными приборами, которые в то же время осуществляют контроль и удерживают степень заряда АБ. В случае недостатка мощности выпрямительно-зарядного прибора с целью предоставления временных токов в работу входит АБ. В аварийных условиях, в случае исчезновения напряжения питающей сети, электробатарея целиком гарантирует работу абсолютно всех потребителей.

## **7 Выбор изоляции, защита от перенапряжений и заземление**

ПС 10/110 кВ размещается в условиях средней степени загрязнения атмосферы.

Изоляция электрооборудования, а также опорная изоляция принята в нормальном исполнении и в соответствии с ГОСТ 9920-89 категории II\*.

Произведем расчет изоляции ОРУ 110 кВ:

Длина пути утечки (ПУЭ п. 1.9.9):

$$L = \lambda_3 * U * k, \text{ где}$$

$\lambda_3$  - удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ, (ПУЭ таблица 1.9.1);

U - наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

k - коэффициент использования длины пути утечки (ПУЭ 1.9.44-1.9.53).

Коэффициент использования:

$$k = k_u * k_k, \text{ где}$$

$k_u$  - коэффициент использования изолятора (определяется по ПУЭ таблица 1.9.20);

$k_k$  - коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями (определяется по ПУЭ п. 1.9.49).

Для изолятора ПС-70Е:

$$k_u = L_u / D, \text{ где}$$

$L_u$  - длина пути утечки изолятора, мм;

D - диаметр тарелки изолятора, мм.

$k_u = 303 / 255 = 1,19$ , в соответствии с таблицей 1.9.20 принимаем

$$k_u = 1,10.$$

$$k_k = 1.$$

Коэффициент использования:

$$k = k_u * k_k = 1,10 * 1 = 1,10.$$

$$L = 2,25 * 126 * 1,10 = 311,85 \text{ см.}$$

Определяем количество изоляторов (ПУЭ п. 1.9.12):

$$m = L/L_u = 311,85/30,3 = 10,29 \text{ шт.}, \text{округляем в большую сторону до } 11 \text{ шт.}$$

Согласно ПУЭ п. 1.9.20 в натяжных и поддерживающих гирляндах ОРУ 110 кВ требуется добавить один изолятор. В качестве натяжной и поддерживающей изоляции ОРУ 110 кВ используются гирлянды изоляторов типа ПС-70Е по 12 изоляторов в гирлянде.

Защита оборудования от волн перенапряжений со стороны ВЛ 110 кВ, а также защита вновь устанавливаемых трансформаторов напряжений 110 и 10 кВ осуществляется ограничителями перенапряжений 110 и 10 кВ, установленных на ОРУ 110 кВ и в ячейках КРУ 10 кВ.

С целью защиты персонала от поражения током при возникновении потенциалов на открытых проводящих составляющих в обычных и катастрофических режимах работы электроустановок на ПС предусматривается монтаж заземляющего устройства.

Базовая конструкция заземляющего устройства состоит из горизонтальных продольных и горизонтальных поперечных заземлителей, прокладываемых на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли, соединенных между собой в заземляющую сетку из стальных полос сечением 40x7 мм и вертикальных заземлителей (сталь угловая 70x7x7 мм) длиной 5 м. Вертикальные заземлители максимально приближены к высоковольтному силовому оборудованию. Сечение горизонтальных элементов искусственного заземлителя и заземляющих проводников выбрано из требований, предъявляемых к их механической, термической и коррозийной стойкости.

Сопротивление заземляющего прибора в любое время года должно быть не более 0,5 Ом.

После выполнения работ по монтажу заземляющего устройства необходимо выполнить проверку сопротивления ЗУ.

К заземляющему устройству присоединяется все оборудование ПС 10/110 кВ. Присоединение оборудования к контуру ЗУ осуществляется стальной полосой сечением 40х7 мм.

Ограждение ПС 10/110 кВ заземляется с поддержкой отвесных заземлителей (уголок 70х7х7 мм) длиной три метра, поставленные у стоек ограждение согласно полному ее периметру посредством 20-50 м, а так же у въездов на ПС.

Заземляющие проводники защищаются от коррозии материалами типа "Цинол" или "Цинотан" в местах входа в грунт на 20 см выше и ниже поверхности грунта, в местах сварных соединений на 5-10 см в обе стороны сварного шва.

С целью уменьшения уровня импульсных припятствий в второстепенных цепях до максимально возможных значений силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, замера и сигнализации прокладываются поразным трассам на расстоянии не менее 10 м от оснований фундаментов (стоек) с молниевводами.

Трассы контрольных кабелей располагаются в допустимо большей протяженности в прямом приближении с горизонтальных заземлителей. Железные слоя и защита кабелей цепей управления, замера и сигнализации присоединяются к ЗУ в местах концевой разделки кабелей.

## **8      Система рабочего, аварийного и наружного освещения**

На подстанции в зданиях ОПУ и ЗРУ 10 кВ предусматривается рабочее и аварийное освещение.

Напряжение сети рабочего и аварийного освещения - 220 В.

Рабочее освещение ОПУ и ЗРУ-10 кВ выполняется светильниками с люминесцентными лампами. В качестве аварийного используются светильники рабочего освещения блоком аварийного питания, поставляемые комплектно заводом-изготовителем.

Наружное освещение подстанции предусматривается прожекторами с металлогалогенными лампами мощностью 400 Вт, устанавливаемыми на прожекторных мачтах. Напряжение сети наружного освещения ~380/220 В. Напряжение ламп - ~220 В. Прожекторы распределены равномерно по фазам. Нормируемое значение освещенности для ОРУ 110 кВ составляет не менее 10 лк.

## **9 Молниезащита**

Защита опять - таки устанавливаемого оборудования от непосредственных ударов молнии исполняется при поддержки 4-ех в отдельности стоящих молниеотводов, смонтированных на прожекторных мачтах высотой 19,3 м и молниеотводов, установленных на ячейковых порталах 110 кВ. Вспомогательные события по защите электрооборудования от ПУМ никак не необходимы.

Выбор технических данных главного оснащения сделан по минимальному напряжению, по режиму наибольших нагрузок, токам КЗ и в соответствии с технической задачей.

## **10 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Самарская СЭС**

### **10.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110, 10 кВ ПС Самарская СЭС**

Токи короткого замыкания оказывают разрушительное действие на электрооборудование электрических сетей, самым опасным является ток трех фазного короткого замыкания, при возникновении, которых могут произойти аварийные ситуации в энергосистеме, при этом они могут носить как локальный так и системный характер. Масштаб аварийных ситуаций в результате 3х фазного тока КЗ зависит от комплекса мероприятий выполненных в электрических сетях для отключения поврежденного участка цепи. К данным мероприятиям относится как установка необходимого комплекта защит РЗиА с отключающим воздействием на коммутационную аппаратуру (высоковольтные выключатели), так и комплекс противоаварийной автоматики устанавливаемых на системообразующих подстанциях повышающих/понижающих и электростанциях.

Еще один фактор, который необходим при расчете токов короткого замыкания, это выявления районов в энергосистемах с высокими значениями ТКЗ, так как устанавливаемое коммутационное оборудование (высоковольтные выключатели) имеют предел по отключающей способности ТКЗ, и соответственно в таких районах необходимо прорабатывать специальные мероприятия по ограничению величин токов короткого замыкания. К таким мероприятиям относят последовательность оперативных переключений, а также схемно-режимные решения.

Таким образом, от корректного расчета токов КЗ зависит не только корректность выбора оборудования электрической части подстанций, но и наличие необходимых мероприятий для исключений системных аварий в энергосистемах.

Расчетные значения токов КЗ зависят в первую очередь от расчетной схемы, которая может быть выбрана на основании принятых технических решений разработчиком. Исходя из практического опыта, схемные решения утяжеляют, для того, чтобы выявить наихудшие условия режима работы электросети. Схемные решения влияют на величины сопротивлений в схемах замещения, даны величины зависят от установленного оборудования в электросети, а также от схемы соединения токопроводящих элементов. Все это накладывает повышенные требования к выбору расчетных схем для расчетов токов короткого замыкания.

Схема с целью расчета токов КЗ показана на рисунке 10.1. На рисунке 10.2 показана схема замещения этой сети для прямой и нулевой последовательности.

Схема замещения данной сети для прямой и нулевой последовательности.

Параметры ЛЭП 110 кВ Томыловская-2 на участке от ПС 220 кВ Томыловская до отпайки на ПС Самарская СЭС:

- длина линии примерно 3,7 км;
- провод АСО-300.

Параметры отпайки на ПС Самарская СЭС от ВЛ 110 кВ Томыловская-2:

- длина линии примерно 0,1 км;
- провод АС-150.

Параметры ЛЭП 110 кВ Томыловская-4 на участке от ПС 220 кВ Томыловская до отпайки на ПС Самарская СЭС:

- длина линии примерно 3,9 км;
- провод АСО-300.

Параметры отпайки на ПС Самарская СЭС от ВЛ 110 кВ Томыловская-4:

- длина линии примерно 0,035 км;
- провод АС-150.

Параметры трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Самарская СЭС:

- номинальная мощность 63 МВА;
- напряжение короткого замыкания  $U_{K\%} = 10,5$ ;
- мощность короткого замыкания  $\Delta P_K = 245$  кВт;
- регулирование под нагрузкой  $\pm 9 \cdot 1,78\% = \pm 16\%$ .

Параллельная работа трансформаторов не предусмотрена.

Параметры питающей системы:

- сопротивление системы прямой/обратной последовательности в максимальном и минимальном режиме:

$$Z_{C1.\max} = 0,679 + j3,842 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1.\min} = 2,075 + j8,818 \text{ Ом};$$

- сопротивление системы нулевой последовательности в максимальном и минимальном режиме:

$$Z_{C1.\max} = j3,817 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1.\min} = j7,202 \text{ Ом};$$

- напряжение системы в максимальном и минимальном режиме:

$$U_{C.\max} = 115,5 \text{ кВ};$$

$$U_{C.\min} = 115,1 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем сопротивление трансформаторов с учетом РПН:

$$\begin{aligned} X_{T1(2)B.Min} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} * 1 - \frac{K_p}{4} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * 1 + 0,16^2}{63} * 1 - \frac{3,5}{4} \\ &= 3,707 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)B.\text{Min}} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{HOM}}^2}{S_{\text{HOM}}^2} * 0,5 = 0,245 * \frac{115^2 * 1 + 0,16^2}{63^2} * 0,5 = 0,549 \Omega$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \text{ 2 H.Min}} &= \frac{U_{\text{K}\%}}{100} * \frac{U_{\text{HOM}}^2}{S_{\text{HOM}}^2} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * 1 + 0,16^2}{63} * \frac{3,5}{2} \\ &= 51,904 \Omega \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)H.\text{Min}} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{HOM}}^2}{S_{\text{HOM}}^2} = 0,245 * \frac{115^2 * 1 + 0,16^2}{63^2} = 1,098 \Omega$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \text{ 2 B.Max}} &= \frac{U_{\text{K}\%}}{100} * \frac{U_{\text{HOM}}^2}{S_{\text{HOM}}^2} * 1 - \frac{K_p}{4} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * 1 - 0,16^2}{63} * 1 - \frac{3,5}{4} \\ &= 1,944 \Omega \end{aligned}$$

$$R_{T1(2)B.\text{Max}} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{HOM}}^2}{S_{\text{HOM}}^2} * 0,5 = 0,245 * \frac{115^2 * 1 - 0,16^2}{63^2} * 0,5 = 0,288 \Omega$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \text{ 2 H.Max}} &= \frac{U_{\text{K}\%}}{100} * \frac{U_{\text{HOM}}^2}{S_{\text{HOM}}^2} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * 1 - 0,16^2}{63} * \frac{3,5}{2} \\ &= 27,217 \Omega \end{aligned}$$

$$R_{T1 \text{ 2 H.Max}} = \Delta P_K * \frac{U_{\text{HOM}}^2}{S_{\text{HOM}}^2} = 0,245 * \frac{115^2 * 1 - 0,16^2}{63^2} = 0,576 \Omega$$

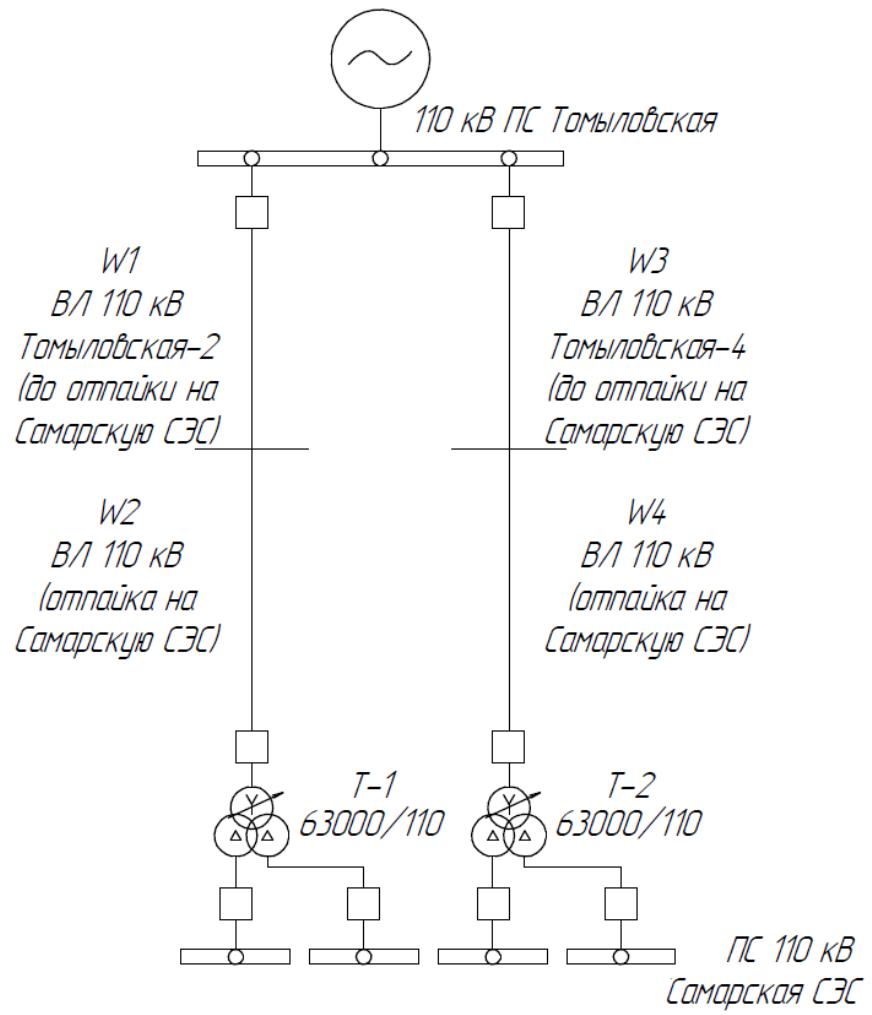


Рисунок 10.1 - Схема электрической сети

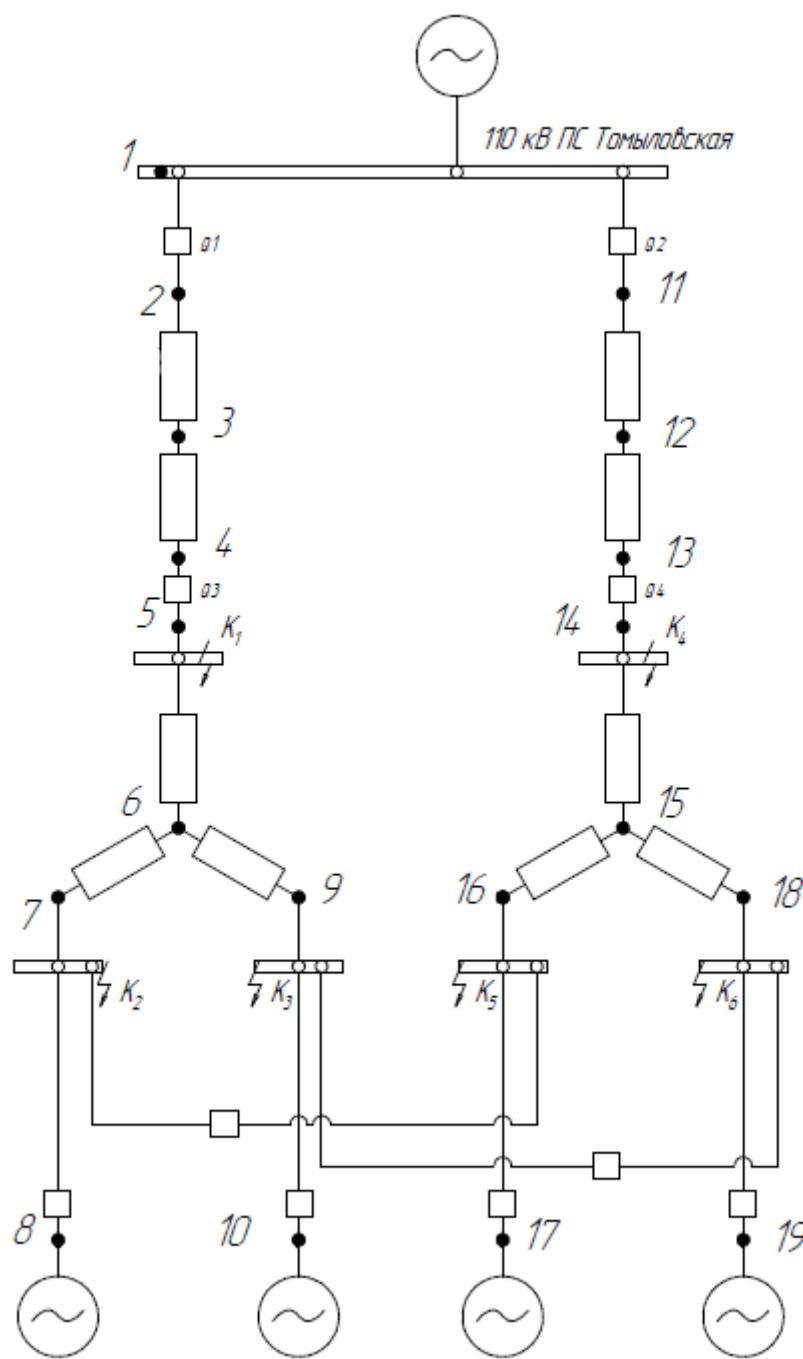


Рисунок 10.2 - Схема замещения электрической сети

Расчеты токов КЗ выполнены для максимального режима работы:

- один из трансформаторов 110 кВ подстанции выведен в ремонт;
- секционные выключатели 10 кВ включены;
- инверторы СЭС включены и работают на полную мощность;
- внешняя электрическая сеть работает в максимальном режиме.

Результаты расчета токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Самарская СЭС сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 - Итоги расчета токов КЗ на шинах ПС 110 кВ Самарская СЭС

Вид и место КЗ	Рассчитываемая ветвь схемы	Значение тока КЗ в максимальном режиме
$K_1^{(1)}$	Сумма токов	18907
$K_1^{(3)}$	Сумма токов	15615
$K_1^{(1)}$	4-5	10128
$K_1^{(1)}$	6-5	19173
$K_1^{(3)}$	4-5	17718
$K_2^{(2)}$	4-5	3689
$K_2^{(3)}$	4-5	3950
$K_3^{(2)}$	4-5	3689
$K_3^{(3)}$	4-5	3950
$K_4^{(1)}$	Сумма токов	15528
$K_4^{(3)}$	Сумма токов	19018
$K_4^{(1)}$	13-14	9393
$K_4^{(1)}$	15-14	9162
$K_4^{(3)}$	13-14	18751
$K_5^{(2)}$	13-14	3686
$K_5^{(3)}$	13-14	3947
$K_6^{(2)}$	13-14	3686
$K_6^{(3)}$	13-14	3947

## 10.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах в сети 10 кВ

Расчет уставок токовых отсечек защит фидеров выполняется исходя из максимального тока короткого замыкания в конце защищаемой КЛ 10 кВ.

Проверка принятых уставок максимальных токовых защит фидеров 10 кВ выполняется, исходя из минимального (двуухфазного) тока короткого замыкания за трансформаторами 0,4/10 кВ.

На рисунке 10.3 приведена схема электрических сетей, подключенных к секциям 10 кВ ПС "Самарская СЭС", на рисунке 10.4 приведена соответствующая схема замещения.

В таблице 10.2 приведены параметры элементов схем замещения.

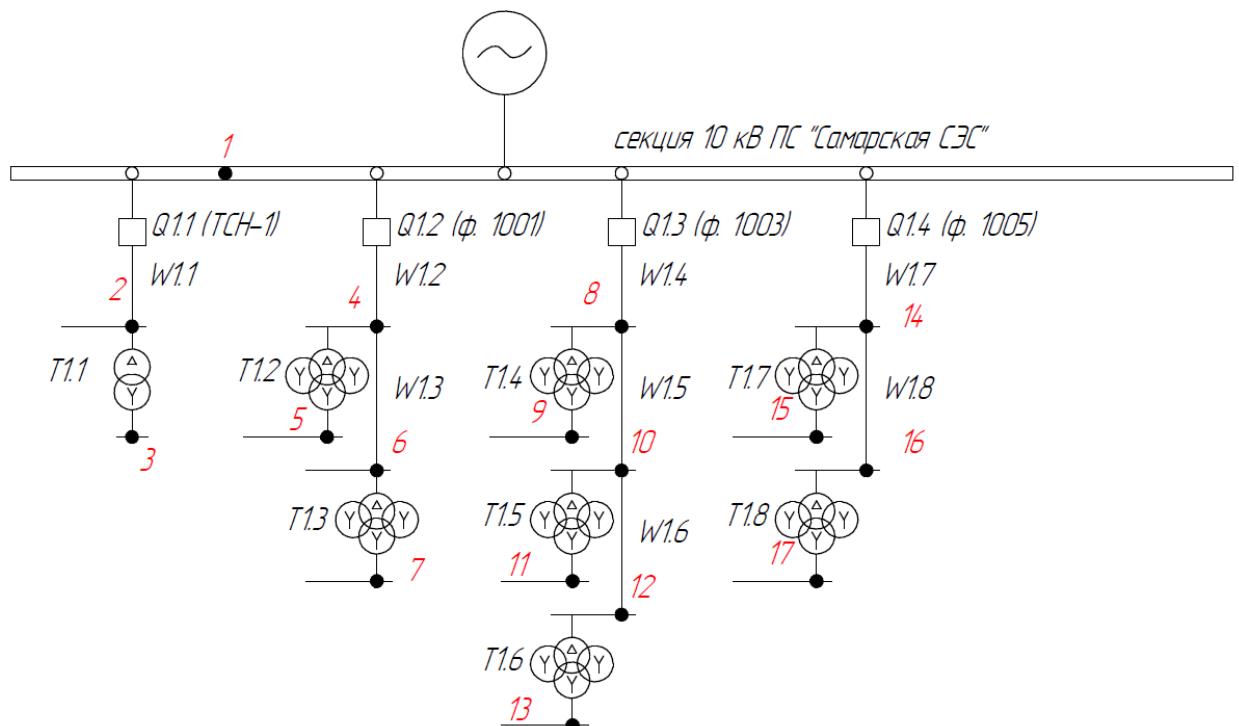


Рисунок 10.3 - Схема электрической сети, подключенной к секции шин 10 кВ

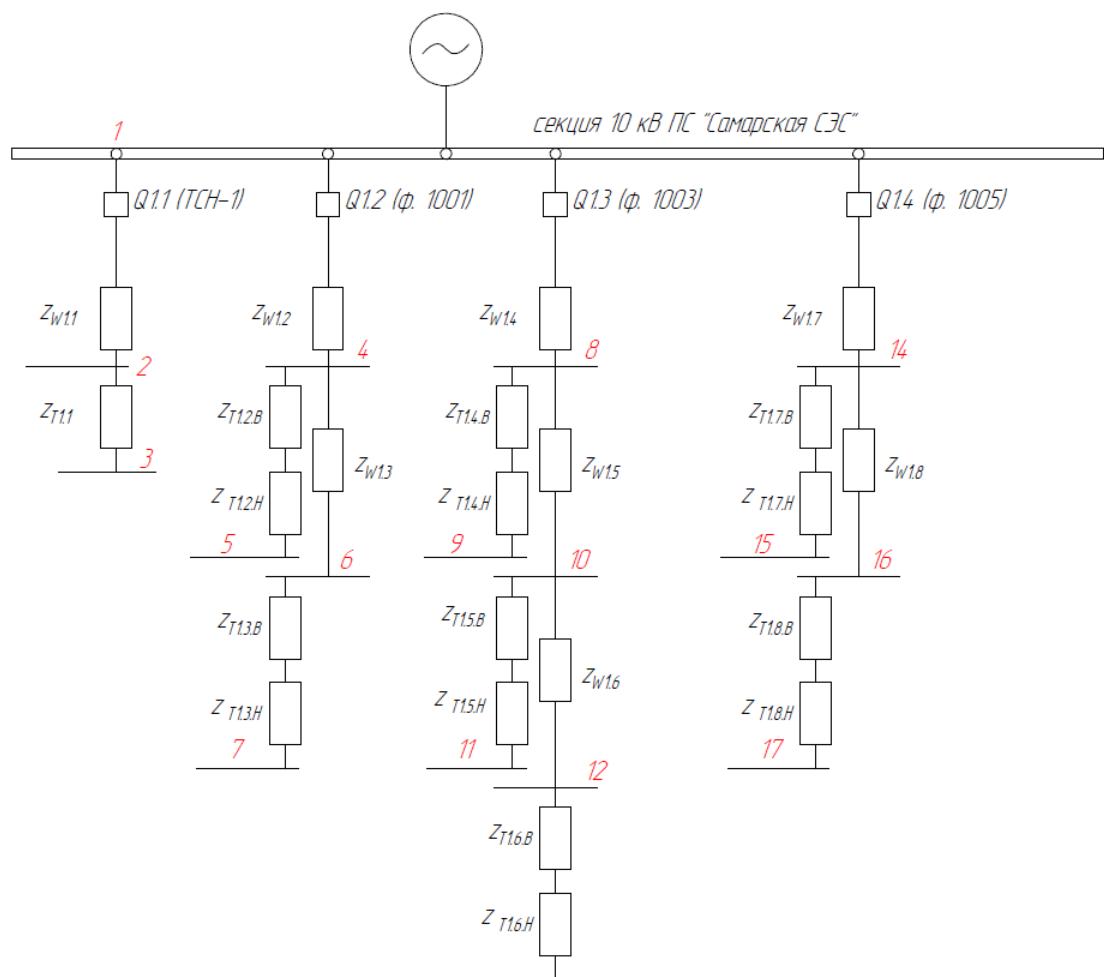


Рисунок 10.4 - Схема замещения электрической сети, подключенной к секции шин 10 кВ

Таблица 10.2 - Параметры и расчетные сопротивления элементов электрической сети, подключенной к секции 10 кВ

Обозначение элемента схемы	Параметр элемента схемы			Расчетное значение		
Кабельные линии						
Номер линии	$r_{уд}$ , Ом/км	$x_{уд}$ , Ом/км	$l$ , км	Сопротивление $Z$ , Ом		
W1.1	0,211	0,082	0,035	$0,0064+j0,0029$		
W1.2	0,161	0,08	0,056	$0,0902+j0,0448$		
W1.3	0,211	0,082	0,063	$0,0133+j0,0517$		
W1.4	0,13	0,077	1,95	$0,2535+j0,1502$		
W1.5	0,265	0,085	0,25	$0,0633+j0,0213$		
W1.6	0,411	0,092	0,375	$0,1541+j0,0345$		
W1.7	0,161	0,08	2,255	$0,3631+j0,1804$		
W1.8	0,411	0,092	0,44	$0,01808+j0,0405$		
Силовые трансформаторы						
Номер тр-ра	$U_{KV-H}$ , %	$U_{KHH1-HH2}$ , % (приведенное к мощности трансформатора)	$U_{ном}$ , кВ	$S_{ном}$ , МВА	$\Delta P_K$ , кВт	Сопротивление $z$ , Ом
T1.1	4,5	-	10,5	0,16	2,9	$x=j31,01$
T1.2	6	24,9	10,5	2,25	18,323	$x_B=j0,81$ $x_H=j6,1$
T1.3	6	24,9	10,5	2,25	18,323	$x_B=j0,81$ $x_H=j6,1$
T1.4	6	24,9	10,5	2,25	18,323	$x_B=j0,81$ $x_H=j6,1$
T1.5	6	24,9	10,5	2,25	18,323	$x_B=j0,81$ $x_H=j6,1$
T1.6	6	24,9	10,5	2,25	18,323	$x_B=j0,81$ $x_H=j6,1$
T1.7	6	24,9	10,5	2,25	18,323	$x_B=j0,81$ $x_H=j6,1$
T1.8	6	24,9	10,5	2,25	18,323	$x_B=j0,81$ $x_H=j6,1$

Результаты расчета токов короткого замыкания в сети 10 кВ указаны в таблице 10.3.

Таблица 10.3 - Результаты расчета токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Узел КЗ	Значение тока КЗ в максимальном режиме (3ф)
1	25125
3	194
4	21297
5	837
6	17015
7	831
8	15267
9	824
10	14090
11	823
12	12016
13	818
14	13422
15	821
16	11243
17	815

## **11 Выбор коммутационного оборудования**

### **11.1 Выбор выключателей в ОРУ 110 кВ**

Параметры выключателей подбираем согласно соответствующим характеристикам:

1. Согласно рабочему напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (11.1)$$

2. Согласно длительному току:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (11.2)$$

3. Согласно отключающей способности коммутационного аппарата на периодический ток отключения в период времени ( $\tau$ ), размыкания дугогасительных контактов;

$$I_{(\pi,\tau)} \leq I_{(\text{откл.ном})}, \quad (11.3)$$

4. На апериодический ток отключения в период времени ( $\tau$ ), размыкания дугогасительных контактов;

$$i_{(\alpha,\tau)} \leq i_{(\alpha,\text{ном})} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{(\text{откл.ном})}, \quad (11.4)$$

В случае если согласно отключения апериодического тока выключатель никак подходит, в таком случае допускается проверка выключателя по полному току:

$$\sqrt{2} I_{(\pi,\tau)} + i_{(\alpha,\tau)} \leq \sqrt{2} I_{(\text{откл.ном})} (1 + \beta_{\text{ном}}), \quad (11.5)$$

где  $i_{a,nom}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ для времени  $\tau$ ;

$\beta_{nom}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %, для выключателей с  $\tau$  сек 0,04 сек составляет = 0,4; для  $\tau = 0,075$  сек составляет 0,2;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов.

Согласно включающей способности проверку производим в соответствии с условием:

$$I_{уд} \leq I_{вкл}, I_{(n(0))} \leq I_{вкл}, \quad (11.6)$$

На электродинамическую стойкость КА проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, I_{(n(0))} \leq I_{дин}, \quad (11.7)$$

где  $i_{дин}$  – наибольший ток электродинамической устойчивости,

$I_{дин}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую устойчивость КА проверяем по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (11.8)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока к.з. по расчету;

$$B_k = I_{(n(0))}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}),$$

$I_{тер}$  – ток термической стойкости;

$t_{тер}$  – время протекания тока термической стойкости.

Определяем максимальный ток, протекающий через выключатель в аварийном или ремонтном режиме, (когда одна из ВЛ 110 кВ в работе, другая в ремонте):

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{макс.}}}{n \times \frac{3}{2} \times U_{\text{ном}}}, \quad (11.9)$$

$$I_{\text{макс.}} = \frac{n}{n-1} \times I_{\text{норм.раб}}, \quad (11.10)$$

$$I_{\text{норм.раб.}} = \frac{63,75}{2 \times \sqrt{3} \times 110} = 170 \text{ A},$$

$$I_{\text{макс.}} = \frac{2}{2-1} \times 170 = 340 \text{ A},$$

Условия выбора выключателя в цепи 110 кВ типа ВГТ-110-40/2000 УХЛ1 указаны в таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Требование выбора выключателя в цепи 110 кВ

Требование выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$	110 кВ	125 кВ
Продолжительный номинальный ток		
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}},$	340 А	2000 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = \frac{I_{\text{н.т}}}{2\beta_{\text{ном}}} I_{\text{откл.ном}} = \frac{1}{2} \times 0,2 \times 40$	19,173 кА 11,2 кА 8,2 кА	40 кА 40 кА 40 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_v \leq i_{\text{дин}},$	42,94 кА	102 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{\text{н.0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_\alpha) \leq I_{2\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$	205 кА <sup>2</sup> с	300 кА <sup>2</sup> с

## 11.2 Выбор параметров выключателей в ЗРУ 10 кВ

Все генераторные выключатели находятся в одной расчётовой зоне по токам КЗ и в одинаковых условиях, соответственно параметры их будут тоже одинаковыми.

Максимальный ток от солнечных инверторов на одну секцию в нормальном режиме работы определяем как:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\bar{3} \times U_{\text{ном}} \times \cos\varphi}, \quad (11.11)$$

$$I_{\text{ном.Ген}} = \frac{18,75}{\bar{3} \times 10 \times 0,85} = 1275 \text{ A.}$$

Определяем наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима при снижении напряжения на 5%:

$$I_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\bar{3} \times U_{\text{ном}} \times \cos\varphi \times 0,95},$$

$$I_{\text{макс.Ген}} = \frac{18,75}{\bar{3} \times 10 \times 0,85 \times 0,95} = 1342 \text{ A.}$$

Выбираем выключатель по максимальному току отключения токов КЗ на шинах генератора.

Условия выбора выключателей в цепи силового трансформатора типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-31,5/3150 У2 указаны в таблице 11.2.

Таблица 11.2 - Требование выбора выключателей в цепи силового трансформатора

Требование выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}},$	1342 А	3150 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\text{a,ном}} = \frac{I_{\text{п.т}}}{2\beta_{\text{ном}}} I_{\text{откл.ном}} = \frac{25,12}{2} \times 0,4 \times 40$	25,12 кА 9,04 кА 20,07 кА	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}, \text{ кА}$	42,2 кА	79 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{\text{п.0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I^2 t_{\text{терттер}},$	1224 кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с

Требование выбора выключателей в цепи инверторов типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-31,5/1000 У2 указаны в таблице 11.3.

Таблица 11.3 - Требование выбора выключателей в цепи инверторов

Требование выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}$ ,	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном}$ ,	447 А	1000 А
Номинальный ток отключения:		
$I_{н.т} \leq I_{ном.откл}$ $i_{\alpha,\tau} \leq i_{a,ном} = \frac{I_{ном.откл}}{\sqrt{2}\beta_{ном} I_{откл.ном}} = \sqrt{2} \times 0,4 \times 31$ $I_{н.о} \leq I_{пр,с}$	25,12 кА 9,04 кА 20,07 кА	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{дин}$ ,	42,2 кА	79 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{н.о}^2 (t_{откл} + T_\alpha) \leq I_{2тер} t_{тер}$ ,	1224 кА <sup>2</sup> с	2883 кА <sup>2</sup> с

Требование выбора выключателей в секционных ячейках типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-31,5/2500 У2 указаны в таблице 4.4.

Таблица 11.4 - Требование выбора выключателей в секционных ячейках

Требование выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}$ , кВ	10 кВ	10 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном}$ , А	671 А	2500 А
Номинальный ток отключения:		
$I_{н.т} \leq I_{ном.откл}$ $i_{\alpha,\tau} \leq i_{a,ном} = \frac{I_{ном.откл}}{\sqrt{2}\beta_{ном} I_{откл.ном}} = \sqrt{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{н.о} \leq I_{пр,с}$	25,12 кА 9,04 кА 20,07 кА	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{дин}$ ,	42,2 кА	79 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{н.о}^2 (t_{откл} + T_\alpha) \leq I_{2тер} t_{тер}$ ,	909,8 кА <sup>2</sup> с	2883 кА <sup>2</sup> с

### **11.3 Выбор разъединителей в ОРУ 110 кВ**

Разъединители применяются с целью отключения и введения цепей в отсутствии тока и создания зазора разрыва цепи в воздухе. Меж силовыми выключателем и разъединителем обязаны учитываться механическая и электромагнитная блокировки, никак не предполагающие отключения разъединителя при отсутствие подключенном выключателе, если в цепи проходит ток нагрузки.

Исходя из технических характеристик выбраны разъединители 110 кВ типа РГНП.1а-110/1000 УХЛ1 с двигательными приводами главных (типа ПД-14-00 УХЛ1) и зазеляющих (типа ПД-14-01 УХЛ1) ножей.

Условия выбора разъединителей РГНП.1а-110/1000 УХЛ1 показана в таблице 11.5.

Таблица 11.5 - Условия выбора разъединителей

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
<b>Номинальное напряжение</b>		
Uуст≤Uном,	110 кВ	126 кВ
<b>Длительный номинальный ток</b>		
Imax≤Iном,	340 А	1000 А
<b>Номинальный ток динамической стойкости:</b>		
iу≤iдин,	42,94 кА	80 кА
<b>Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)</b>		
B <sub>K</sub> = I <sub>п 0</sub> <sup>2</sup> (t <sub>откл</sub> + T <sub>α</sub> )≤I <sub>2тер</sub> ter,	1224 кА <sup>2</sup> с	2883 кА <sup>2</sup> с

## 12 Выбор сборных шин 10 кВ в ЗРУ 10 кВ

Рассчитываем сечение сборных шин ЗРУ 10 кВ.

Так, как нагрузка на сборных шинах распределена не равномерно, рассчитываем сечение по самому загруженному присоединению с максимальным рабочим током 1342 А.

По каталогу выбираем шины 2xAC-600/72 с  $I_{\text{доп}} = 1840$  А.

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп},} = 1342 \text{ A} < 1840 \text{ A},$$

Проверяем сборные шины на термическую стойкость:

Рассчитываем температуру шин до момента КЗ:

$$\vartheta_h = \vartheta_o + (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{o,\text{ном}}) \times \frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп},}}^2, \quad (12.1)$$

где  $\vartheta_o$  – средняя температура в ЗРУ 10 кВ равная (+18)°C,

$\vartheta_{\text{доп}}$  – допустимая температура шин, равная (+70)°C,

$\vartheta_{o,\text{ном}}$  – номинальная температура шин, равная (+25)°C,

$$\vartheta_h = 18 + 70 - 25 \times \frac{1342}{1840}^2 = 33,51^\circ,$$

В справочной литературе по кривой находим тепловое состояние шин к времени начала КЗ  $f_h = (+45)^\circ$ C.

Рассчитываем температуры шин после КЗ:

$$f_k = f_h + \kappa \frac{B_k}{q^2}, \quad (12.2)$$

где  $k$  –коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоёмкость проводника, в справочной литературе равное –  $0,46 \times 10^{-2}$

$$f_k = 45 + 0,46 \times 10^{-2} \times \frac{1224000}{800^2} = 45,01^\circ C,$$

В справочной литературе по кривой находим тепловое состояние шин  $\vartheta_h = (+54)^\circ C$ .

По расчётом видно, что температура шин практически не изменится, и выбранные шины подходят для выполнения ошиновки КРУ.

Ток термической стойкости шин  $10 \text{ кВ} = 4000 \text{ кА}$ , что значительно превышает расчётные значения.

## 13 Выбор контрольно измерительных приборов

За управлением и учётом режима работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции 110/10 кВ Самарская СЭС будет осуществляться с помощью контрольно-измерительных приборов и средств автоматики (КИП и А). Все приборы КИП и А станут присоединены к изначальным цепям посредством трансформатора тока и трансформатора напряжения. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, равно как и все оборудование используем внутренней конструкции.

Схема размещения контрольно-измерительных приборов в ОРУ 110 кВ показана на рисунке 13.1.

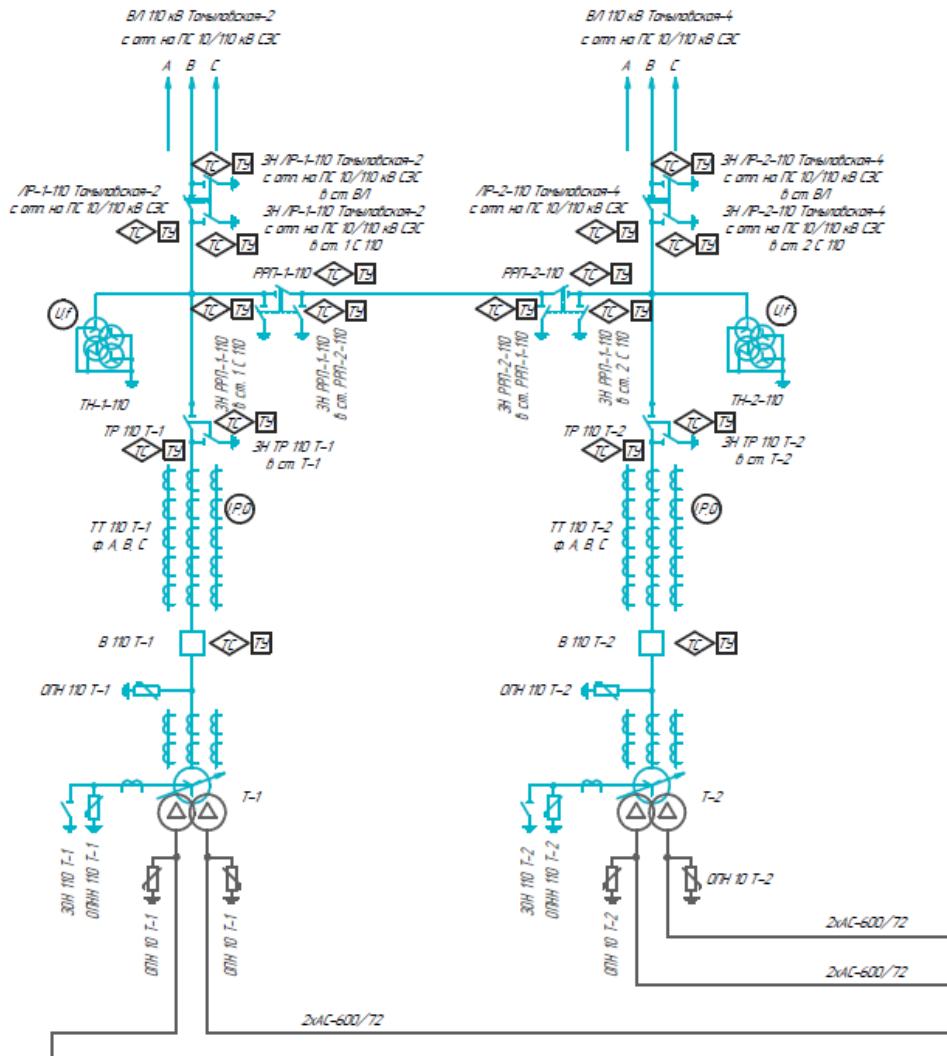


Рисунок 13.1 – Схема размещения контрольно-измерительных приборов в ОРУ 110 кВ

Схема размещения контрольно-измерительных приборов в ЗРУ 10 кВ показана на рисунке 13.2.

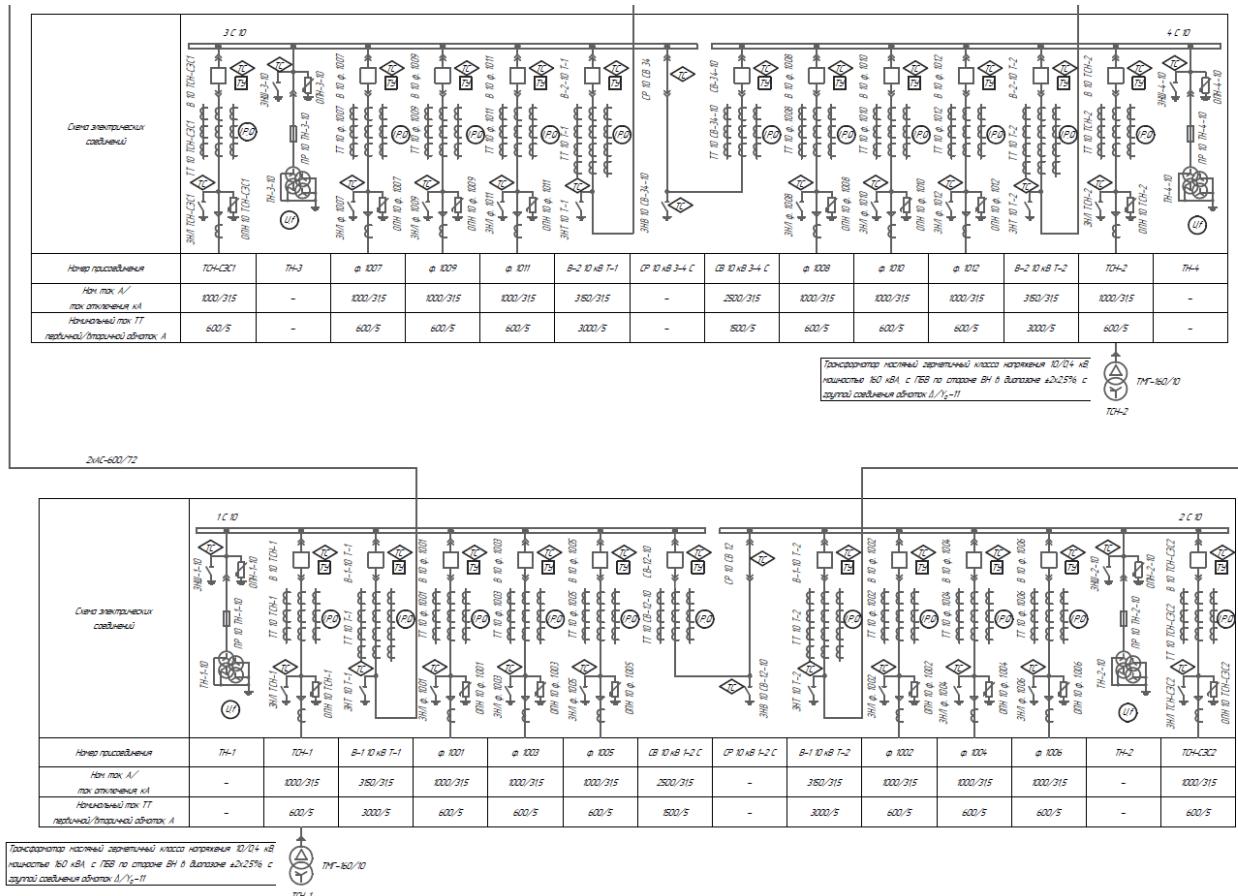


Рисунок 13.2 – Схема размещения контрольно-измерительных приборов в ЗРУ 10 кВ

## 14 Выбор трансформаторов тока

Измерительными трансформаторами тока (ТТ) называют трансформаторы, предназначенные с целью преобразования тока для не опасного и комфорtnого значения, применяемого средствами защиты и замера.

Трансформаторы бывают встроеными в электрооборудование, а также выносными, наружной или внутренней установки.

Внешний вид трансформатора тока типа ТОГФ-110II УХЛ1 показан на рисунке 14.1.



Рисунок 14.1 – Внешний вид трансформатора тока типа ТОГФ-110II  
УХЛ1, 500-1000-2000

Технические данные трансформаторов тока ТОГФ-110II УХЛ1, 500-1000-2000 указаны в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Технические данные трансформаторов тока ТОГФ-110II УХЛ1, 500-1000-2000

Наименование параметра	Данные
Количество вторичных обмоток	1 - 5
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P; 10P
Номинальный первичный ток, А	500(1000, 2000)
Номинальный вторичный ток $I_{\text{ном}}$ , А	1 и 5

Трансформаторы тока выбираем про следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{\text{уст}} \leq I_{\text{ном}},$$

Номинальный ток ТТ подбираем как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей.

По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}},$$

Электродинамическую стойкость шинных ТТ определяем устойчивостью самих шин РУ.

По термической стойкости:

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}},$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{nагр}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

где  $Z_{2\text{nагр}}$  — вторичная нагрузка ТТ;  $Z_{2\text{ном}}$  — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Так, как индуктивное сопротивление соединительных проводов незначительное, можно допустить, что  $Z_{2\text{nагр}} = r_{2\text{nагр}}$ . Предельно допустимое сопротивление жилы кабеля рассчитываем по формуле:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{S_{\text{ном}} - S_{\text{потр}}}{I_{\text{ном}}^2 - r_{\text{пер}}}, \quad (14.1)$$

где  $I_{\text{ном}}$  — номинальный вторичный ток ТТ,

$r_{\text{пер}}$  — переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях.

Расчетное сечение жилы провода рассчитываем как:

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{l_{\text{каб}}}{\gamma \times r_{2\text{пр.доп}}}, \quad (14.2)$$

где  $l_{\text{каб}}$  — длина контрольного кабеля в метрах,

$\gamma$  — удельная проводимость жилы контрольного кабеля, для меди = 57.

Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ и 10 кВ указаны в таблице 14.2.

Таблица 14.2 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ и 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{yct} \leq U_{nom}$ ,	110 кВ 10 кВ	110 кВ 10 кВ
Длительный номинальный ток		
Цепь инверторов $I_{max} \leq I_{nom}$ ,	447 А	1000/5 А
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{nom}$ , в линии 110 кВ	340 А	500/5 А
Силового трансформатор $I_{max} \leq I_{nom}$ , в линии 10 кВ	2840 А	3000/5 А
Цепь секционных выключателей $I_{max} \leq I_{nom}$ ,	671 А	1000/5 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{дин}$ ,	47,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K \leq I_{2\text{тер}} t_{\text{тер}}$ ,	1224 кА2 с	2883 кА2 с

Согласно ПУЭ [4]:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \Omega,$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

Сечении жилы кабеля составит 2,5  $\text{мм}^2$ .

## 15 Выбор трансформаторов напряжения

С целью замера напряжения, а кроме того с целью защиты, автоматики и средств учёта электроэнергии. Трансформаторы напряжения (ТН), будем устанавливать на шины 110 и 10 кВ.

Трансформаторы напряжения планируем установить однофазные, в каждую фазу по одном трансформаторы напряжения.

ТН выбираем по напряжению установки.

По конструкции и схеме соединения обмоток;

По классу точности;

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность ТН в выбранном классе точности.  $S_{\text{ном}}$  для однофазного ТН соединённых в звезду считаем суммарную мощность всех трёх фаз, а для схемы соединения открытого треугольника принимаем удвоенную мощность одного ТН.

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и защит.

Внешний вид ЗНОГ-110П-УХЛ1 и ТН НОЛ-СЭЩ-10-У2 показан на рисунках 15.1, 15.2.



Рисунок 15.1 - Внешний вид ЗНОГ-110II-УХЛ1, 110/3;0,1/3;0,1/3;0,1  
класс точности вторичных обмоток - 0,2/0,5/3P



Рисунок 15.2 - Внешний вид ТН НОЛ-СЭЩ-10-У2  
Вторичная нагрузка для расчёта ТН 10 кВ типа НОЛ-СЭЩ-10-У2  
указана в таблице 15.1.

Таблица 15.1 - Вторичная нагрузка для расчёта ТН 10 кВ

Приборы	Тип	Соб м ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	ЭП-8050	2,0	1	1	0	2	2,0	-
Ваттметр	Э-845	1,5	3	1	0	2	4,5	-

Продолжение таблицы 15.1

Счетчик электроэнергии	СМЩ-681	3,0	3	0,9	0,4	6	48,6	23,54
Частотомер	Э-353	2,0	1	1	0	1	2	-
Измерительный преобразователь	АЕТ -311	2	3	1	0	6	36	-
Шкаф. защит	ШЭ2605	3,5	3	0,9	0,4	6	56,7	27,46
Итого								149,8 51

Рассчитываем номинальную мощность вторичной обмотки ТН-10 кВ по формуле:

$$S_{2,\Sigma} = \sqrt{P_{2,\Sigma}^2 + Q_{2,\Sigma}^2} = \sqrt{149,8^2 + 51^2} = 158,2 \text{ ВА},$$

$$S_{2\Sigma} = 158,2 \text{ ВА} \leq S_{\text{ном}} = 175 \text{ ВА},$$

При выполненных расчётах видно, что ТН будет нормально работать в классе точности 0,2.

Вторичная нагрузка для ТН 110 кВ типа ЗНОГ-110II-У1 указана в таблице 15.2.

Таблица 15.2 - Вторичная нагрузка для ТН 110 кВ

Приборы	Тип	Соб м ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	ЭП-8050	2,0	1	1	0	1	2,0	-
Ваттметр	Э-845	1,5	3	1	0	1	4,5	-
Счетчик электроэнергии	СМЩ-681	3,0	3	0, 9	0, 4	2	8,1	3,92
Измерительный преобразователь	АЕТ -311	2	3	1	0	2	6	-
Шкаф защит	ШЭ2605	3,5	3	0, 9	0, 4	3	9,45	4,58
Итого								30,0 5 8,5

Рассчитываем номинальную мощность вторичной обмотки ТН 110 кВ по формуле:

$$S_{2,\Sigma} = \sqrt{P_{2,\Sigma}^2 + Q_{2,\Sigma}^2} = \sqrt{30,05^2 + 8,5^2} = 31,2 \text{ ВА},$$

$$S_{2\Sigma} = 31,2 \text{ ВА} \leq S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА},$$

По выполненным расчётом видно, что ТН будет нормально работать в классе точности 0,2.

Параметры выбранных трансформаторов заносим в таблицу 15.3.

Таблица 15.3 - Технические характеристики трансформатора напряжения ЗНОГ-110П-УХЛ1, НОЛ-СЭЩ-10-У2

Характеристика	Значение	
Класс напряжения, кВ	110	10
Наибольшее рабочее напряжение кВ	126	12
Номинальные напряжения, кВ		
первичная обмотка	110/ $\sqrt{3}$	10,5/ $\sqrt{3}$
основная вторичная обмотка	100/ $\sqrt{3}$	10/ $\sqrt{3}$
дополнительная вторичная обмотка	100	10
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5/0,2	0,5/0,2
Класс точности дополнительной вторичной обмотки	3Р	3Р
Номинальная мощность основной вторичной обмотки ВА в классе точности:		
0,2	10	75
1,0	10	10
3Р	30	90
Номинальная частота, Гц	50	
Схема и группа соединения обмоток	1/1/1/1-0-0-0	

Сечение соединительных проводов в цепях ТН определяем по допустимой потере напряжения и должно быть на зажимах счётчика не превышать 0,25 % от номинального напряжения.

Рассчитываем сечение жилы соединительного кабеля между ТН и приборами по формуле:

$$\Delta U_{\text{доп}\%} = 0,25\%,$$

$$\Delta U_{\text{доп В}} = U_{\text{ном}} \times \frac{\Delta U_{\text{доп%}}}{100\%} = 57,7 \times \frac{0,25}{100} = 0,14 \text{ В},$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное фазное напряжение счётчика электроэнергии в Вольтах.

Допустимое сопротивление соединительных проводов от ТН рассчитываем как:

$$R_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп В}} \times U_{\text{ном}}}{P_{\text{сч}} \times n} = \frac{0,14 \times 57,7}{2,7 \times 6} = 0,4 \text{ Ом},$$

где  $R_{\text{доп}}$  – допустимое сопротивление соединительных проводов,

$P_{\text{сч}}$  – активная мощность счетчика электроэнергии,

$n$  – количество счётчиков электроэнергии.

$$q_{\text{доп}} = \frac{L_{\text{пр}} \times \rho}{R_{\text{доп}}} = \frac{25 \times 0,0175}{0,4} = 1,09 \text{ мм}^2,$$

где  $q_{\text{доп}}$  – допустимое сечение жилы соединительного провода,

$L_{\text{пр}}$  – длина соединительного провода,

$\rho$  – удельное электрическое сопротивление меди,  $\text{Ом} \text{ мм}^2/\text{м}$ .

Согласно требованиям ПУЭ (п 3.4.4) – жилы контрольного кабеля для присоединения под винт к зажимам панелей аппаратов должны иметь сечение для меди не менее  $1,5 \text{ мм}^2$ .

Падение напряжение в соединительном проводе рассчитываем как:

$$\Delta U_{\text{пр}} = \frac{L_{\text{пр}} \times \rho \times \Sigma P_{\text{сч}}}{U_{\text{ном}} \times S_{\text{пр}}} = \frac{25 \times 0,0175 \times 16,2}{57,7 \times 1,5} = 0,08 \text{ В},$$

$$\Delta U_{\text{доп В}} > \Delta U_{\text{пр}},$$

Все условия выполнены, ТН и сечение соединительных проводов подходят по всем параметрам.

## **16    Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов**

Требования к выполнению защиты трансформаторов.

Согласно ПУЭ, для трансформатора устанавливаем следующие защиты:

- Основной защитой силового трансформатора от всех видов токов КЗ, выбираем – дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ);
- Резервную защиту от внутренних повреждений – токовая отсечка (ТО);
- Резервную защиту от внешних токов КЗ – максимальную токовую защиту (МТЗ);
- Защиту от перегрузки.

### **16.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ**

Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраиваем с тока небаланса при внешнем коротком замыкании:

$$I_{c.3} \geq k_h I_{h6},$$

где  $k_h$  – коэффициент надежности (погрешности реле, ошибки расчета и требуемый запас) равен 1,3;

$I_{h6}$  – ток небаланса, протекающий через защиту при внешнем КЗ;

$$I_{h6} = k_A \times k_{одн} \times f_i \times I_{\pi,(0)Внеш}, \quad (16.1)$$

$k_A$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ, равен 1;

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

$f_i$  – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{\text{п},(0)\text{Внеш}}$  – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ;

$$I_{\text{нб}} = 1 \times 0,5 \times 0,1 \times 11,6 = 0,58 \text{ кА},$$

$$I_{c.3} = 1,3 \times 0,58 = 0,754 \text{ кА},$$

Контролируем ток срабатывания защиты согласно условию включения трансформатора под напряжение в отсутствии нагрузки:

$$I_{c.3} \geq k_h I_{\text{ном.Tp}},$$

где  $k_h$  – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{\text{ном.Tp}}$  – номинальный ток трансформатора.

$$I_{c.3} = 754 \text{ А} > 1,2 \times 263 = 316 \text{ А},$$

Условие выполнено, расчетным условием для выбора тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса  $I_{c3}=754$  А.

Производим проверку чувствительности ДЗТ:

$$k_q = \frac{I_{\text{K3 мин}}^{(2)} \times k_{\text{cx}N}^{(n)}}{I_{c.3} \times k_{\text{cx}N}^{(3)}}, \quad (16.2)$$

где  $I_{\text{K3 мин}}^{(2)}$  – минимальное значение тока КЗ, двух фазное в зоне действия защиты;

$k_{\text{cx}N}^{(3)}$  – коэффициент схемы, определяется видом КЗ, и схемой соединения ТТ защиты на рассматриваемой стороне трансформатора и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Со стороны ВН (35 кВ) силового трансформатора ТТ соединяют в схему треугольник, а на стороне НН (10 кВ) в звезду:

$$I_{\text{п.о.к}}^{(2)} = \frac{\bar{3}}{2} \times I_{\text{п.}(0)} = \frac{\bar{3}}{2} \times 8,2 = 7,1 \text{ кА},$$

$$k_q = \frac{7,1 \times 1}{0,754} = 9,4,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициента чувствительности должно быть не меньше 2. Условие выполнено  $k_q$  ДЗТ равен 9,4.

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как:

$$I_{\text{ном.тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.тр}} \times k_{\text{cx}}}{n_{\text{TT}}}, \quad (16.3)$$

Расчётные значения уставок ДЗТ представлена в таблице 16.1.

Таблица 16.1 - Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	110 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном.тр}}$	$\frac{63000}{\bar{3} \times 110} = 331 \text{ А}$	$\frac{63000}{\bar{3} \times 10} = 2840 \text{ А}$
$k_{\text{TT}}$	500/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{\text{cx}}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{331}{500} = 3,31 \text{ А}$	$\frac{2840}{3000} = 4,73 \text{ А}$

## 16.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

ТО устанавливаем со стороны источника питания так, как два источника питания, защиту устанавливаем с двух сторон трансформатора и ток срабатывания защиты отстраиваем от максимального тока КЗ

проходящий через трансформатор, при КЗ с противоположной стороны трансформатора:

$$I_{c,3110} \geq k_{otc} I_{KZ\max 10},$$

где  $I_{c,310}$  ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

$k_{otc}$  – коэффициент отстройки, равный 1,4;

$I_{KZ\max}$  – ток трехфазного КЗ, в месте установки защиты, при КЗ на противоположной стороне трансформатора.

Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{10}} = 2,28 \text{ kA},$$

$$I_{c,3110} = 1,4 \times 2,28 = 3,19 \text{ kA},$$

Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 10 кВ трансформатора:

$$19,17 \times \frac{10}{110} = 1,8 \text{ kA},$$

$$I_{c,310} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ kA},$$

Чувствительность ТО определяем при металлическом 2-х фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ЭС. Минимальный коэффициента чувствительности не менее 2:

$$k_{u,110} = \frac{\frac{3}{2} \times I_{n,0,110}}{I_{c,3110}} = \frac{\frac{3}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$

$$k_{u,10} = \frac{\frac{3}{2} \times I_{n,0,10}}{I_{c,310}} = \frac{\frac{3}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

### **16.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора**

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора:

$$I_{C.3} = \frac{k_3}{k_b} \times I_{раб.макс}, \quad (16.4)$$

где  $I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток трансформатора;

$k_b$  – коэффициент возврата;

$k_3$  – коэффициент запаса.

$$I_{раб.макс\,110,} = k_{nep} \times I_{ном} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ A},$$

$$I_{C.3} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ A},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 110 кВ:

$$k_u = \frac{I_{\text{н.о.к}}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2.

## 16.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

Для обеспечения защиты от перегрузки двухобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны. Устанавливаем защиту со стороны 110 кВ.

Ток срабатывания защиты с перегрузки с воздействием на сигнал, рассчитываем согласно условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{c.3} = k_{omc} \frac{I_{nom}}{k_b}, \quad (16.5)$$

где  $k_{otc}$  – коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_b$  – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{c.3} = 1,05 \times \frac{264}{0,95} = 292 A,$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, выполняем с выдержкой времени 9 секунд.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе (далее – ВКР) рассмотрен вопрос выбора электрооборудования повышающей подстанции ПС 10/110 кВ Солнечной электростанции на территории Самарской области, для электроснабжения потребителей Новокуйбышевско-Чапаевского энергорайона, что обусловлено увеличением нагрузки потребителей прилегающего района вследствие технологического присоединения крупных потребителей (более 5 МВт) к центрам питания до 2023 года.

Рассмотрено два варианта схемы распределительного устройства 10 и 110 кВ, и выбрана наиболее экономически выгодная схема, с наименьшими потерями мощности в силовых трансформаторах, и меньшими затратами на электрооборудование повышающей подстанции 10/110 кВ СЭС.

Также произведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительного устройства 10 и 110 кВ, в различных режимах работы станции и выбрано соответствующее коммутационное оборудование ПС 10/110 кВ.

Выбрана защита основного силового оборудования, и произведён расчёт уставок данных защит.

Данная повышающая подстанция ПС 10/110 кВ Солнечной электростанции соответствует всем нормам и требованиям электроснабжения.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13.11.2009 г.
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
3. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» – от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015).
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003, Москва, 2003 г.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ №277 от 30.06.03 г.).
7. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций. (ВНТП от 17.08.1981 г. №81).
8. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». г. Москва. 2012 г.
9. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению» СО-278ТМ-2007. г. Москва, 2007 г.
10. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 г.
11. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. 2014 г. – 143с.
12. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. – 78 с.

13. Лавыгина В.М., Седлова А.С.. Тепловые электрические станции: учебник для вузов 2012. – 466 с.
14. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Леньков Ю.А. Основы проектирования электрических станций. 2012. – 40 с.
15. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. – М.: ИЦ Академия, 2013. – 352 с.
16. Галашов Н.Н.. Технологические процессы выработки электроэнергии на ТЭС и ГЭС. 2012. – 200 с.
17. Комплектная трансформаторная подстанция. Расчет и выбор компонентов КТП. 2016. – 48 с.
18. Типовые технические требования к распределительным устройствам 6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ. Москва 2014. – 25 с.
19. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций. 2011 42 с.
20. Карасевич А.М., Сеннова Е.В., Федяев А.В., Федяева О.Н. Эффективность развития малых ТЭЦ на базе газотурбинных и дизельных энергоустановок при газификации регионов // Теплоэнергетика. 2000. № 12
21. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. 2012. – 57 с.
22. Кабельные изделия: Справочник / И. И. Алиев, С. Б. Казанский. – М.: ИП Радио Софт. 2012.-224с.
23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Неклепаева Б. Н. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 143 с.: ил. – Прил.: с. 136-143.
24. Справочник энергетика. Учебник. / В. И. Григорьев. 2014.
25. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

26. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 c.
27. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 c.
28. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 c.
29. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 c.