

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 Проектирование электрической части ПС 110/10кВ «Южная»

Обучающийся

В. С. Марьин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю. В. Черненко

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

Тольятти 2024

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа содержит 67 с., 6 рисунков, 14 таблиц, 22 источника.

Тема данной выпускной квалификационной работы «Проектирование электрической части ПС 110/10кВ «Южная»».

Цель выпускной квалификационной работы – выполнить проект электрической части понижающей подстанции, отвечающей стандартам и требованиям нормативной технической документации, в том числе по качеству и надежности электроснабжения.

Объект проектирования – понижающая подстанция Тольяттинских электрических сетей 110/10 кВ «Южная».

Предмет проектирования – участок системы электроснабжения, состоящий из понижающей трансформаторной подстанции и питающих, определяющих режим электроснабжения.

В ходе проектирования необходимо решить следующие задачи: определить значения токов короткого замыкания в характерных точках электрической сети, осуществить выбор схемы главных электрических соединений ОРУ 110 кВ и КРУ 10 кВ, произвести выбор и проверку первичного оборудования проектируемой ПС, в общем виде описать систему собственных нужд подстанции и оперативного тока. Произвести выбор и расчет основных релейных защит и автоматики.

## Содержание

Введение.....	5
1 Общая характеристика ПС 110/10 кВ Южная и постановка задачи проектирования .....	6
1.1 Характеристика системы электроснабжения г. Тольятти.....	6
1.2 Обоснование необходимости проектирования ПС 110/10 кВ Южная ....	8
1.3 Основные проектные решения .....	9
2 Выбор электрической схемы на ПС Южная. Расчет токов короткого замыкания.....	12
2.1 Выбор схемы главных электрических соединений .....	12
2.2 Расчет токов короткого замыкания .....	14
3 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы на ПС «Южная».....	29
3.1 Выбор ячеек РУ – 110 и РУ – 10.....	31
3.2 Выбор высоковольтных выключателей.....	33
3.3 Выбор разъединителей .....	35
3.4 Выбор ограничителей перенапряжений .....	36
3.5 Выбор шин .....	38
3.6 Выбор изоляторов .....	38
3.7 Выбор измерительных трансформаторов тока.....	39
3.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения .....	44
3.9 Выбор выключателя 10 кВ .....	45
4 Собственные нужды и выбор оперативного тока .....	48
4.1 Выбор источника питания и схемы собственных нужд .....	48
4.2 Оперативный ток.....	51
5 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции.....	53
5.1 Защита и автоматика трансформаторов 25 МВА .....	53
5.2 Защита и автоматика секционных выключателей 10 кВ.....	54
5.3 Защита и автоматика линий 10 кВ.....	55
5.4 Автоматическое повторное включение.....	59

5.5. Защита от замыканий на землю .....	60
5.6 Автоматическая частотная разгрузка .....	61
Заключение.....	64
Список используемой литературы и используемых источников.....	66

## Введение

Электроэнергетика является одной из основополагающих и базовых отраслей государства. Поэтому вопрос проектирования новых подстанций для выдачи новых мощностей будет актуален всегда. Особенно это актуально в отношении промышленных предприятий, надежное электроснабжение которых оказывает прямое влияние на объем выпуска продукции. «А качество электроснабжения, в свою очередь влияет еще и на процент брака в технологическом процессе.

Электросетевые компании сталкиваются со множеством расходов, обусловленных различными факторами. Основными источниками убытков являются коммерческие и технические потери электроэнергии, затраты на содержание и обслуживание электрооборудования, включая заработную плату работников, приобретение запчастей и материалов, а также на техобслуживание и программы обслуживания» [15]. К тому же, существуют скрытые расходы, образующиеся из-за неэффективной работы оборудования, снижения его энергетической эффективности.

Проблема усугубляется из-за общенационального повышения цен, отсутствия инвестиций в обновление и развитие электросетей, что влечет за собой физический и моральный износ действующего энергетического оборудования. Эта совокупность проблематических факторов приводит к затруднениям в обеспечении постоянного и качественного электроснабжения потребителей [22].

Гарантировать бесперебойную и эффективную подачу электроэнергии становится все актуальнее, что подчеркивает необходимость введения в эксплуатацию новых мощностей. В данной выпускной квалификационной работе будут освещены аспекты разработки электрической части подстанции 110/10 кВ «Южная», задача которой – обеспечение потребностей в электричестве для предприятий и жилого сектора города Тольятти.

# **1 Общая характеристика ПС 110/10 кВ Южная и постановка задачи проектирования**

## **1.1 Характеристика системы электроснабжения г. Тольятти**

В городском округе Тольятти электроэнергия для жилищно-коммунального хозяйства подается от трех основных источников: Жигулевской гидроэлектростанции, Тольяттинской теплоэлектроцентрали и ТЭЦ автомобильного завода ВАЗ. Электроэнергия распределяется через сети высокого напряжения (500, 220 и 110 кВ) и транзитируется через крупные распределительные подстанции с многоуровневыми трансформациями.

Энергетический комплекс региона обладает внушительной генерирующей мощностью, составляющей в общей сложности 4388 мегаватт. Эта мощность распределена между тремя ключевыми объектами:

- Жигулевская гидроэлектростанция (ГЭС) вносит наибольший вклад, вырабатывая 2671 МВт электроэнергии;
- Тольяттинская теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) способствует производству еще 545 МВт;
- ТЭЦ автозавода ВАЗ значительно усиливает энергетический потенциал, добавляя 1172 МВт.

Электросетевое хозяйство региона также впечатляет своими масштабами. Широко разветвленная сеть состоит из кабельных линий общей протяженностью 4584,19 километра и воздушных линий суммарной длиной 2058,54 километра. Эти линии электропередачи охватывают различные уровни напряжения, обеспечивая надежную и эффективную доставку энергии по всему региону.

Электроэнергия доставляется к потребителям через 1873 подстанции и пункты распределения с различными типами трансформации напряжения.

Электроэнергия в регионе доводится до потребителей через сеть сложных логистических и инфраструктурных систем. При этом важную роль

в обеспечении стабильной транспортировки электричества играют следующие ключевые игроки:

Обязанности по передаче электроэнергии ложатся на плечи компаний, таких как Открытое акционерное общество «ОРЭС-Тольятти», закрытое акционерное общество «Энергетика и связь строительства», акционерное общество «Самарская сетевая компания» и Публичное акционерное общество «Россети Волга».

Компании Открытое акционерное общество «ТЭК» (Тольяттинская энергосбытовая компания), Публичное акционерное общество «Самараэнерго» и Общество с ограниченной ответственностью «ТЭС» (ТольяттиЭнергоСбыт) играют центральную роль в поставках энергии прямо до дверей конечных пользователей.

В Автозаводском районе система распределения электроэнергии включает в себя 41 распределительный пункт и 968 трансформаторных подстанций. Эта инфраструктура подкреплена 2068,53 километром кабельных линий и 368,395 километром воздушных линий, что гарантирует эффективную подачу энергии к потребителям в этом районе.

Общая мощность трансформаторных подстанций этого района составляет 1658,103 МВА.

Центральный и Комсомольский районы также оснащены соответствующими распределительными пунктами, трансформаторными подстанциями и сетями передачи, с установленной мощностью в 1036,1 МВА и 426,81 МВА соответственно. Это обеспечивает надежную доставку электроэнергии до конечных пользователей этих районов.

В общем наблюдается в регионе тенденция к росту электрических нагрузок города в связи с развитием промышленности и процессами урбанизации и повышения плотности населения и как следствие, увеличением удельных мощностей на единицу площади.

## **1.2 Обоснование необходимости проектирования ПС 110/10 кВ Южная**

Строительство подстанции «Южная» в южном квартале Тольятти, близко к центру распределения нагрузок, обусловлено целым рядом ключевых факторов. Во-первых, недостаточная надежность текущего электроснабжения в южной части города, особенно в районе старой застройки, является значительной проблемой. Во-вторых, существенные электрические потери в сетях 10 кВ возникают из-за больших расстояний от основного источника энергии, подстанции 110/10 кВ «Западная».

Уровни напряжения для потребителей на границе балансовой принадлежности оказываются ниже нормы, что указывает на необходимость улучшения ситуации. Оборудование как на подстанции «Западная», так и на подстанции «Портовая», находится в неудовлетворительном техническом состоянии, при этом «Портовая» выполнена по временной схеме с единичным трансформатором и одним шинным отделением 10 кВ.

Дополняют картину потребность в разгрузке оборудования подстанций «Восточная» и «Водозабор», нехватка мощности для резервного электроснабжения в южной части города, а также отсутствие альтернативных маршрутов резервного питания для подстанций «Восточная» и «Водозабор» через сети 10 кВ.

Все эти обстоятельства совместно подчеркивают важность внедрения проекта строительства ПС «Южная» - мероприятия, вписывающегося в реализацию инвестиционной программы компании ПАО «Россети Волга – Самараэнерго». Это строительство не только повысит качество электроэнергии для пользователей юга Тольятти, но и содействует общей стабильности и надежности электроснабжения в регионе.

### 1.3 Основные проектные решения

Анализ потребностей энергопотребления и требований к надежности электроснабжения для пользователей различных категорий, а также стремление к обеспечению высокого качества предоставляемой электроэнергии вызывают необходимость тщательного планирования новых энергетических объектов. В контексте упомянутых условий, ограничения возможностей по расширению и реконструкции из-за интенсивности городской застройки оказывают существенное влияние на проектирование подстанций.

Принимая во внимание эти ограничения, для новой проектируемой подстанции «Южная» принято решение о монтаже двух трансформаторов с номинальным напряжением 110/10 кВ. Это обеспечит достаточную мощность и надежность для удовлетворения потребностей текущих и будущих потребителей, включая важные инфраструктурные объекты, и компенсировать риск ограниченного пространства для будущего расширения подстанции.

Принимая во внимание расчетную мощность проектируемой подстанции, было решено установить два трансформатора мощностью 25 МВА каждый и номинальным напряжением 110/10 кВ. Данный подход также направлен на обеспечение непрерывности электроснабжения особенно важных потребителей в случае нештатных ситуаций: при выходе из строя одного из трансформаторов второй сможет взять на себя функцию надежного источника питания для потребителей первой и второй категорий надежности, имея допустимую перегрузку до 40 % от номинальной мощности.

Актуальность регулирования напряжения на подстанции обусловлена стремлением к обеспечению оптимальных условий для потребителей. Для этих целей используется система регулирования под нагрузкой (РПН) на высоком напряжении (ВН), обеспечивающая изменение напряжения в диапазоне регулирования 9:1,78. Это позволяет поддерживать напряжение на

шинах точно в соответствии с потребностями: не менее 105% от номинального значения в периоды пиковых нагрузок и 100% от номинального значения в периоды минимальных нагрузок. Этот подход гарантирует стабильность работы электрооборудования потребителей и повышает общую надежность системы электроснабжения.

Таблица 1 – Параметры выбранных трансформаторов

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	ТДН-25000/110
Номинальная мощность трансформаторов $S_{ном}$ т, МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН $U_{вн}$ , кВ	115
Номинальное напряжение обмотки НН $U_{нн}$ , кВ	10,5
Потери холостого хода $\Delta P_0$ , кВт	19
Потери короткого замыкания $\Delta P_k$ , кВт	89,59
Напряжение короткого замыкания $U_k$ , %	10,5
Ток холостого хода $I_0$ , %	0,5

Потребители, подключенные к подстанции 110 кВ «Южная», классифицированы в категории I, II и III в зависимости от степени надежности их электроснабжения. В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), электросистему необходимо соорудить следующим образом:

- потребители должны получать энергию от двух независимых источников, каждый из которых может заменять другой;
- должны использоваться две трансформаторные подстанции для обеспечения непрерывности подачи электроэнергии;
- при сбоях в одном из источников должен быть минимальный простой в подаче электроэнергии благодаря автоматическому восстановлению питания.

Подстанция оснащена современным оборудованием, включая блочно-трансформаторную подстанцию комплектного типа КТПБ 110/10 кВ. Эта система имеет мощность 25000 кВА и произведена на известном заводе «Электроцит» в Самаре.

На высшем напряжении подстанции, применяется эффективная схема, состоящая из элегазовых выключателей и разъединителей с передовыми характеристиками для обеспечения безопасного и стабильного контроля над потоками электроэнергии.

Для нижнего диапазона напряжения (10 кВ) имеется внутреннее распределительное устройство, составленное из щитов с вакуумными выключателями. Все это размещено в современном модульном здании, состоящем из 9 яч, каждый из которых полностью укомплектован необходимым оборудованием, что позволяет автоматизировать процесс управления подстанцией.

Система управления подстанцией реализована через надежное устройство, работающее от постоянного тока, с напряжением 220 В, установленное в модульном сооружении для оптимизации пространства и функциональности [2].

Интегрированные системы блокировок предохраняют от неправильных действий оперативного персонала, в то время как установленные ограничители перенапряжения служат в качестве защиты от возможных скачков напряжения в линиях, обеспечивая безаварийную работу подстанции.

Вывод: в разделе дана характеристика энергосистемы г. Тольятти Самарской области, определены ее проблемные места и предпосылки к строительству новой подстанции в энергодефицитном районе города, что обуславливает необходимость ввода новых мощностей для технологического присоединения новых потребителей и повышения качества электроснабжения существующих потребителей г. Тольятти.

## **2 Выбор электрической схемы на ПС Южная. Расчет токов короткого замыкания**

### **2.1 Выбор схемы главных электрических соединений**

На стороне ВН принимаем к установке схему №110-4Н (рисунок 1) два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, как наиболее соответствующую для тупиковой подстанции.

На стороне НН применим схему одиночная секционированная выключателем система шин. По условиям режима секционный выключатель СВ-10 кВ будет нормально разомкнут. Данная схема является наиболее распространенной, так как позволяет осуществлять секционирование сети 10 кВ, что имеет ряд положительных моментов. Будут уменьшены токи КЗ, Т1 и Т2 не будут включены на параллельную работу постоянно.

С точки зрения надежности электроснабжения, такая схема является достаточно удобной, так как при отключении одного из вводов, питание потребителей переводится на ввод, оставшийся в работе. Для наиболее быстрого переключения используются средства релейной защиты и автоматики. Как правило, используется защита минимального напряжения в комплекте с АВР. Таким образом, время автоматического перевода схемы составляет не более 2-3 с.

Применение автоматики для перевода в соответствии с ПУЭ является одним из обязательных требований для потребителей первой категории.

В связи с тем, что стоимость АВР и ЗМН (защита минимального напряжения) является относительно не большой, данной автоматикой комплектуются даже те распределительные устройства, которые не снабжают электроэнергией потребителей первой категории. Решающую роль играет быстрое действие перевода питания, которое по факту для потребителей 2 и 3 категорий не обязательно, но положительным образом сказывается на их работе.

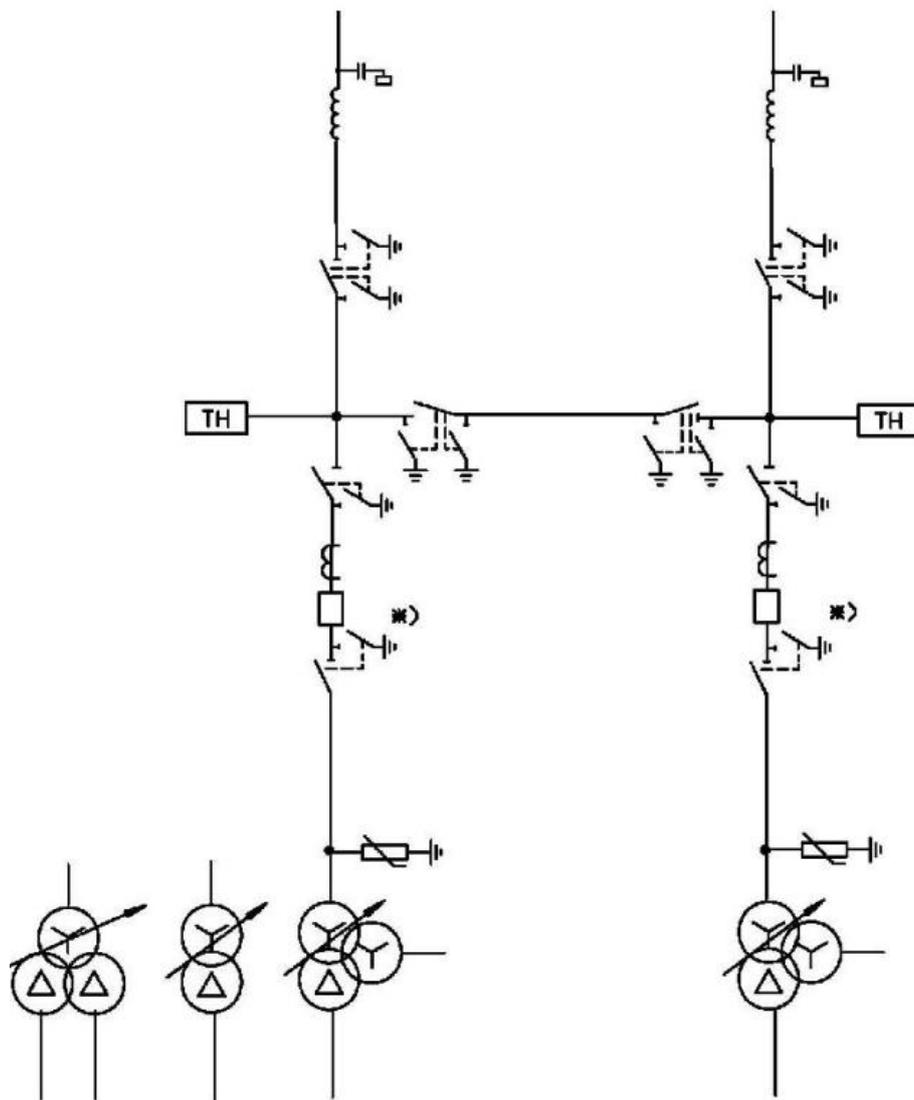


Рисунок 1 - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, схема №110-4Н

Окончательно выбираем для стороны высшего напряжения схему №110-4Н.

## 2.2 Расчет токов короткого замыкания

Состояние короткого замыкания представляет собой нарушение нормального функционирования системы, поскольку подразумевает отклонение от стандартных рабочих процессов и может привести к повреждениям оборудования или даже к аварии.

Самыми распространенными причинами, приводящими к возникновению коротких замыканий, являются: повреждения и износ изоляционного материала, перенапряжения в сети, способные вызвать электрический пробой. Дополнительно, к этому приводят и физические неисправности, такие как порывы и перекручивания проводов на линиях электропередач, а также ошибки, допущенные персоналом при обслуживании оборудования.

«Короткое замыкание генерирует токи, которые могут быть опасными для компонентов сети и, в случае их повышенной величины, привести к выходу оборудования из строя. Для гарантирования надежности электрической сети и защиты электрооборудования рассчитывают токи КЗ» [3].

Выберем и составим расчетную схему электрической сети и схему замещения.

Расчетная схема представляет собой упрощенное однолинейное изображение исходной сетевой структуры, целью которой является детальное отображение характеристик элементов, обладающих электрическим сопротивлением.

Это означает, что на таком изображении обычно присутствуют технические данные об электрических компонентах сети, в том числе о генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи (ЛЭП), реакторах и электродвигателях.

Процесс формирования расчетной схемы начинается с детальной проработки исходной электрической схемы. Расчетная схема проектируемой

ПС изображена на рисунке 2. Все компоненты, представленные на данном схематическом изображении, пронумерованы и имеют определенные характеристики, что позволяет осуществить их идентификацию и использовать в последующих расчетах, а также в процессе анализа функционирования электроэнергетической системы.

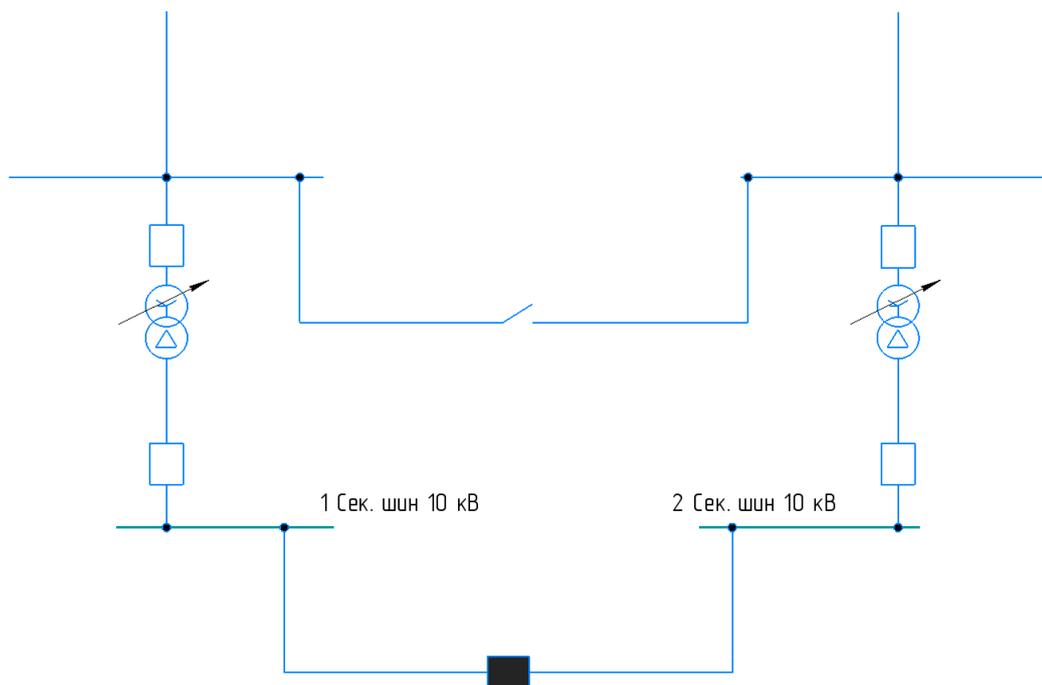


Рисунок 2 - Принципиальная расчетная схема электрической сети

Электрическая подстанция «Южная», работающая с номинальными напряжениями 110 и 10 кВ, функционирует, используя два независимых источника питания. Первый источник составляют шины высоковольтной подстанции «Восточная» с параметрами 110/35/10 кВ. Вторым источником энергии для «Южной» подстанции является система электроснабжения Тольяттинской теплоэлектростанции (ТЭЦ), обеспечивающая стабильное питание и надежность электроснабжения региона.

Передача электроэнергии к «Южной» осуществляется посредством двух одноцепных воздушных линий. На самой подстанции «Южная» работают два мощных трансформатора модели ТДН с характеристиками 25000/110.

Для углубленного анализа и понимания системы электроснабжения создают так называемую схему замещения. Этот процесс предполагает переход от первоначальной расчетной схемы к упрощенному представлению.

На схеме замещения реальные элементы электросети, такие как трансформаторы, линии передачи и другие компоненты, представляются в форме их электрических аналогов, основанных на значении их сопротивлений. Это позволяет с максимальным удобством проводить вычисления и анализировать различные параметры электросети, включая распределение токов, падение напряжения и влияние на систему при возникновении неисправностей, таких как короткие замыкания.

Схема замещения проектируемой подстанции изображена на рисунке 3.

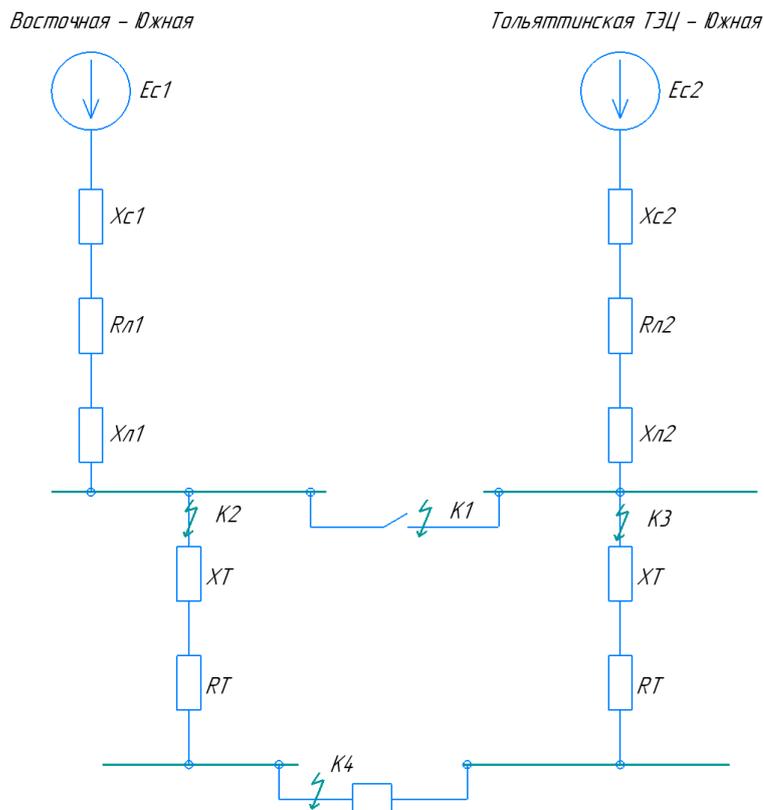


Рисунок 3 - Схема замещения

В схеме замещения, используемой для анализа электрической сети, важно точно отобразить все компоненты системы в виде их электрических параметров. На этой схеме применены специализированные обозначения для различных видов электрических сопротивлений:

- $X_{C1}$ ,  $X_{C2}$  обозначают реактивные сопротивления электрической системы. Эти параметры отображают влияние индуктивности и емкости на процесс передачи тока в системе, что вызывает сдвиг фаз между напряжением и током;
- $R_{Л1}$ ,  $R_{Л2}$  указывают на активные сопротивления воздушных линий (ВЛ). Это сопротивление относится к потерям энергии в проводниках в форме тепла, из-за чего происходит эффект Джоуля-Ленца;
- $X_{Л1}$ ,  $X_{Л2}$  обозначают индуктивные сопротивления ВЛ, которые связаны с созданием магнитных полей вокруг проводников при прохождении через них переменного тока;
- $R_{тр}$  – активное сопротивление трансформатора;
- $X_{тр}$  реактивное сопротивление трансформатора.

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения.

Для правильного моделирования поведения электросети и тщательного расчета необходимо применять параметры компонентов, конкретизированные для их номинальных рабочих условий, как это обычно представлено в научно-технической и справочной литературе. Эти параметры включают в себе такие величины, как сопротивления, индуктивности и емкости элементов схемы, выраженные в единицах, соответствующих стандартным режимам эксплуатации данных элементов.

Для расчетной схемы замещения перевод параметров в именованные единицы - такие, как омы для сопротивления ( $R$ ), сименс для проводимости ( $G$ ), генри для индуктивности ( $L$ ) и фарады для емкости ( $C$ ) - является важным этапом. Это позволяет производить расчеты в одинаковых единицах

измерения, что обеспечивает сопоставимость и правильность результатов анализа электросети.

При проектировании упрощенной схемы замещения электроснабжения осуществляется точный расчет сопротивлений ее элементов, ориентированный на специфические токи короткого замыкания. Эти токи предварительно вычисляются с учетом двух крайних режимов работы сети - минимального и максимального.

Это позволяет адекватно учитывать изменения нагрузки и возможные изменения в условиях работы сети.

Данным методом описываются устойчивость системы и ее способность справляться с различными аварийными режимами, позволяя оценить реакцию системы на экстремальные условия и ее готовность к внезапным возмущениям.

При заданном токе КЗ через энергосистему, ее сопротивление можно определить как:

$$X_c = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}, \quad (1)$$

где  $U_{cp.ном}$  –напряжение по шкале средних напряжений, кВ;

$I_{кз}$  – ток короткого замыкания в энергосистеме.

Сопротивление системы со стороны линии от ПС «Восточная»:

$$X_{c1max} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 19400} = 3,422 Ом$$

$$X_{c1max} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 11,066 Ом$$

Аналогично образом производится расчёт сопротивления эквивалентной энергосистемы со стороны линии «Тольяттинская ТЭЦ».

Результаты расчета сопротивлений системы представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах работы системы

Режим работы	$X_{c1}$ , Ом	$X_{c2}$ , Ом
Максимальный режим	3,422	3,689
Минимальный режим	11,066	11,253

Электрическая энергия поступает к электрической подстанции благодаря двум линиям, которые представляют собой одноцепные ответвления от магистральных воздушных линий (ВЛ).

Чтобы оценить параметры этих линий, можно обратиться к данным, представленным в таблице номер 3.

В данной таблице уточнены удельные сопротивления, значения которых основаны на характеристиках уже работающих воздушных линий. Эти измерения помогают определить эффективность проводников и могут служить основой для расчетов при проектировании и эксплуатации электропередачи.

Таблица 3 - Исходные параметры ответвлений от ВЛ

Название линии	Марка провода	Протяженность ВЛ, км	Удельные сопротивления, Ом/км	
			$r_0$	$x_0$
«Восточная»	АС-150	0,17	0,21	0,458
«Тольяттинская ТЭЦ»	АС-150	0,18	0,21	0,458

Формулы для расчета сопротивления ВЛ:

$$R_n = r_0 \cdot l, \quad (2)$$

$$X_l = x_0 \cdot l$$

где  $R_l$  – активное сопротивление ВЛ, Ом;

$r_0$  – удельное активное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$l$  – длина участка ВЛ, км;

$X_l$  – реактивное сопротивление ВЛ, Ом;

$x_0$  – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км.

ВЛ от ПС «Восточная»:

$$R_{л1} = 0,21 \cdot 0,17 = 0,036 \text{ Ом}$$

$$X_{л1} = 0,458 \cdot 0,17 = 0,078 \text{ Ом}$$

Результаты расчета сопротивлений ВЛ представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Расчетные параметры ВЛ

Название линии	$R_{ли}$ , Ом	$X_{ли}$ , Ом
«Восточная»	0,036	0,078
«Тольяттинская ТЭЦ»	0,038	0,082

Переход от высокого напряжения в 110 кВ к более низкому в 10 кВ осуществляется благодаря работе силовых трансформаторов, задача которых - трансформация уровней напряжения для распределительных сетей.

Ключевыми характеристиками для расчета параметров этих трансформаторов являются реактивные сопротивления их обмоток, влияющие на эффективность процесса преобразования энергии.

«Трансформаторы, эксплуатируемые в системах распределения электроэнергии при напряжении в 35 киловольт и более, зачастую оснащаются

автоматическими устройствами для регулировки напряжения, известными как РПН (регуляторы напряжения).

Размах РПН для выбранного трансформатора составляет:

$$U_{в\ min} = 96,6 \text{ кВ},$$

$$U_{в\ ном} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{в\ max} = 126 \text{ кВ}.$$

В трансформаторах для нахождения сопротивлений обмоток высокого и низкого напряжения первоначально находятся общие активное ( $R_{общ}$ ) и реактивное ( $X_{общ}$ ) сопротивления обмоток» [1]:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{в.ном}^2}{S_{ном}^2} \quad (3)$$

$$X_m = \frac{U_k \cdot U_{в.ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (4)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора,

$\Delta P_k$  – потери трансформатора при коротком замыкании,

$U_k$  – напряжение короткого замыкания, в % от номинального.

$$R_{общ} = \frac{307000 \cdot 115000^2}{25000000^2} = 2,538 \text{ Ом}$$

$$X_{общ} = \frac{16,8 \cdot 115000^2}{100 \cdot 25000000} = 55,545 \text{ Ом}$$

«Расчет сопротивлений силового трансформатора производится с учетом верхней и нижней границ размаха РПН» [9]. Для удобства анализа и представления результатов, данные вычислений вынесены в учетные таблицы, такие как таблица 5.

В рамках этих расчетов одним из важных упрощений, на которое делается акцент, является недооценка активных сопротивлений трансформаторов по сравнению с их реактивными сопротивлениями.

Поскольку активные сопротивления значительно меньше реактивных, их влияние на процессы при коротких замыканиях минимально, и их часто исключают из всеобщих расчетов токов короткого замыкания, что упрощает комплексные электротехнические расчеты.

Это позволяет сосредоточиться исключительно на реактивном сопротивлении для анализа устойчивости системы и оценки характеристик короткого замыкания, которые имеют более значительное воздействие на работу трансформаторов и всей электросети в целом.

Таблица 5 - Расчетные параметры трансформаторов

Режим регулирования напряжения трансформатора	Параметры схемы замещения	
	$R_m$ , Ом	$X_m$ , Ом
$U_{в\ min} = 96,6$ кВ	1,79	39,192
$U_{в\ ном} = 115$ кВ	2,538	55,544
$U_{в\ max} = 126$ кВ	3,046	66,68

Этапы преобразования схемы замещения показаны на рисунке 4.

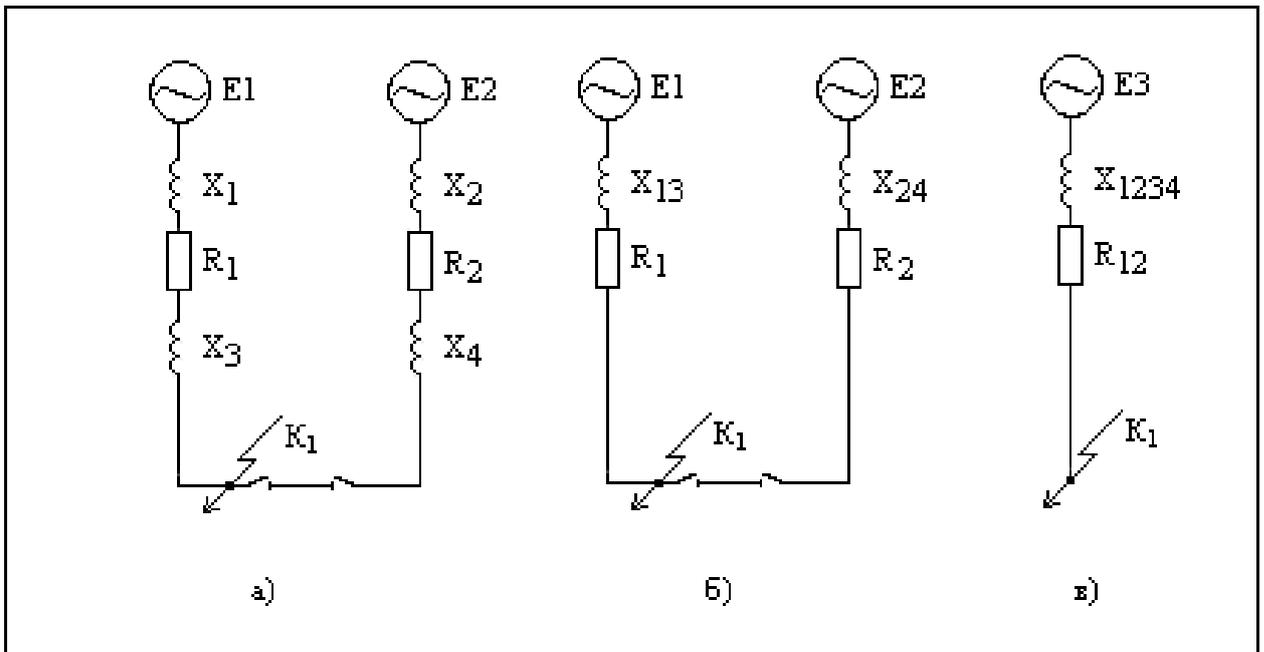


Рисунок 4 - Этапы преобразования схемы замещения

На рисунке 4 подробно демонстрируются изложенные фазы трансформации схемы замещения, центрированные вокруг точки предполагаемого короткого замыкания  $K_1$ .

Для вычисления новых значений сопротивлений на каждом из этих этапов применяются соответствующие математические правила, ранее оговоренные в тексте.

Эти правила помогают корректно интегрировать взаимодействие компонентов в упрощенной схеме, что в конечном счете необходимо для точного анализа схемы и понимания ее поведения в условиях короткого замыкания.

Последовательно соединенные элементы:

$$X_{13} = X_1 + X_3; \quad (5)$$

$$X_{24} = X_2 + X_4; \quad (6)$$

где  $X_1, X_2, X_3, X_4$  – реактивные сопротивления последовательно соединенных элементов.

Расчет общего сопротивления параллельных элементов:

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{X_{13}} + \frac{1}{X_{24}}} \quad (7)$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}} \quad (8)$$

где  $X_{1234}$  – общее реактивное сопротивление параллельно соединенных элементов;

$R_1, R_2$ , – активные сопротивления последовательно соединенных элементов.

Относительно характерной точки К1 расчет аналогичен.

Максимальный режим, минимальное регулирование трансформатора:

$$X_{13} = 3,422 + 0,078 = 3,5 \text{ Ом};$$

$$X_{24} = 3,689 + 0,082 = 3,771 \text{ Ом};$$

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{3,5} + \frac{1}{3,771}} = 1,875 \text{ Ом}$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{0,036} + \frac{1}{0,038}} = 0,018 \text{ Ом}$$

Минимальный режим, максимальное регулирование трансформатора:

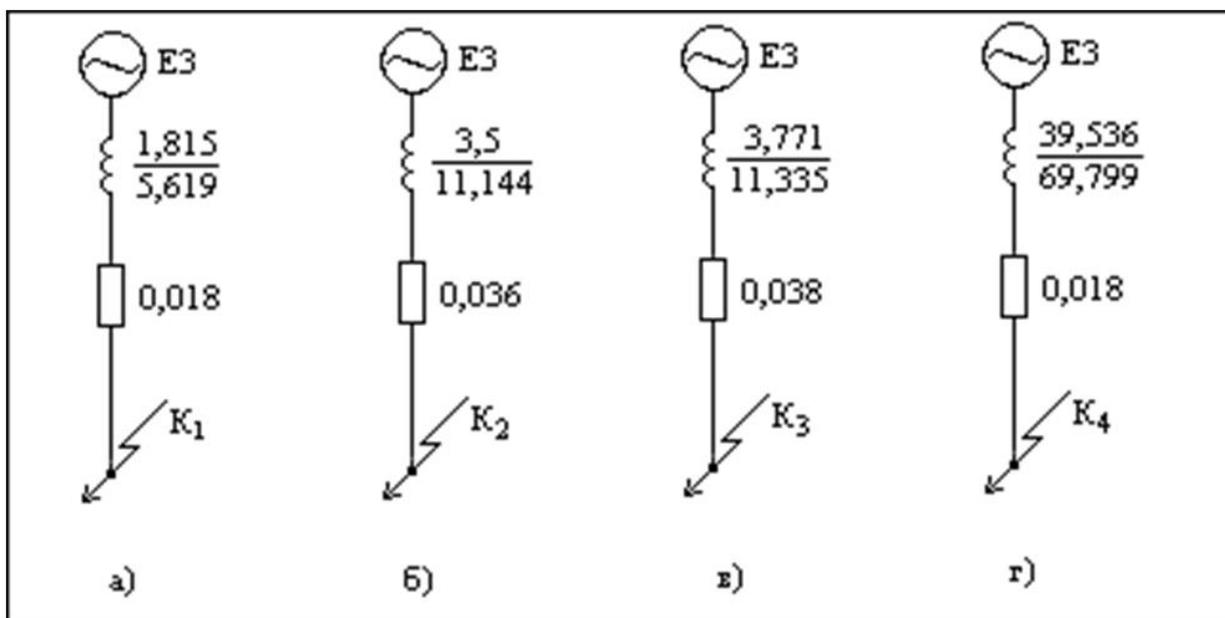
$$X_{13} = 11,066 + 0,078 = 11,144 \text{ Ом};$$

$$X_{24} = 11,253 + 0,082 = 11,335 \text{ Ом};$$

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{11,144} + \frac{1}{11,335}} = 5,619 \text{ Ом}$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{0,036} + \frac{1}{0,038}} = 0,018 \text{ Ом}$$

Преобразование схемы замещения относительно точек КЗ – К1 и К2 – представлено на рисунке 5.



а) КЗ в точке К1 (на шинах 110кВ); б) КЗ в точке К2 (на шинах 110 кВ);  
в) КЗ в точке К3 (на шинах 110 кВ); г) КЗ в точке К4 (на шинах 10 кВ).

Рисунок 5 - Преобразование схемы замещения

Для остальных характерных точек КЗ расчет аналогичен.

В рамках этой таблицы также представлены величины общего сопротивления сетевых элементов до места потенциального короткого замыкания, известного как  $Z_{\Sigma}$ .

Этот расчет оказывается критически значимым для анализа стабильности сети и ее способности справляться с нештатными ситуациями в отношении изменений токов и напряжений. Для вычисления этих сопротивлений была использована первая формула.:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma} + X_{\Sigma}} \quad (9)$$

где  $R_{\Sigma}$  – общее активное сопротивление элементов сети;

$X_{\Sigma}$  – общее реактивное сопротивление элементов сети.

Таблица 6 - Суммарные сопротивления преобразованных схем замещения

Точка КЗ	Суммарные сопротивления, Ом					
	Максимальный режим			Минимальный режим		
	$R_{\Sigma}$	$X_{\Sigma}$	$Z_{\Sigma}$	$R_{\Sigma}$	$X_{\Sigma}$	$Z_{\Sigma}$
К1	0,018	1,815	1,815	0,018	5,619	5,61
К2	0,036	3,5	3,5	0,036	11,14	11,1
К3	0,038	3,771	3,771	0,038	11,33	11,3
К4	0,018	39,53	39,53	0,018	69,79	69,7

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ ( $I_{к3}$ ) определяется по следующей формуле [10]:

$$I_{к}^3 = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (10)$$

где  $U_{\delta}$  – базовое напряжение электрической сети, кВ;

$Z_{\Sigma}$  – полное суммарное сопротивление электрической сети, Ом.

Ударный ток КЗ ( $I_{y\delta}$ ) определяется из следующего выражения:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{к}^3 \quad (11)$$

где  $K_{y\partial}$  – ударный коэффициент тока КЗ.

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (12)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания тока КЗ.

Постоянная времени затухания определяется из выражения:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314 \cdot R_{\Sigma}} \quad (13)$$

Ниже приведен расчет токов КЗ в точке К1.

Максимальный режим работы электрической сети, минимальное регулирование трансформаторов:

$$I_{\text{кк1}}^3 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,875} = 36,58 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{1,815}{314 \cdot 0,01} = 0,321 \text{ с}$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,321}} = 1,969$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,969 \cdot 36,58 = 110,86 \text{ кА}$$

Минимальный режим работы электрической сети, максимальное регулирование трансформаторов:

$$I_{\text{кк1}}^3 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,619} = 11,82 \text{кА}$$

$$T_a = \frac{5,619}{314 \cdot 0,018} = 0,994 \text{с}$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,994}} = 1,99$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 11,862 = 33,35 \text{кА}$$

Аналогично производится расчет токов КЗ в других точках. Результаты расчета токов КЗ в точках приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Расчет токов трехфазного КЗ

Режим КЗ	Напряжение, кВ $U_6$	Сопротивления, Ом			$T_a, \text{с}$	$K_{уд}$	$I_{\text{к}}^3$	$I_{уд}, \text{кА}$
		$R_{\Sigma}$	$X_{\Sigma}$	$Z_{\Sigma}$				
КЗ в точке К1								
Макс.	115	0,018	1,815	1,815	0,321	1,969	36,58	101,86
Мин.	126	0,018	5,619	5,619	0,994	1,99	11,82	36,44
КЗ в точке К2								
Макс.	115	0,036	3,5	3,5	0,31	1,968	18,97	52,8
Мин.	115	0,036	11,144	11,144	0,989	1,99	5,96	16,77
КЗ в точке К3								
Макс.	115	0,038	3,771	3,771	0,316	1,969	17,61	49,04
Мин.	115	0,038	11,335	11,335	0,95	1,99	5,86	15,99
КЗ в точке К4								
Макс.	10,5	0,018	39,536	39,536	6,995	1,998	1,45	4,1
Мин.	10,5	0,018	69,799	69,799	12,349	1,999	1,04	2,94

Вывод: в разделе выбрана схема главных соединений проектируемой ПС исходя из схемы ее подключения к существующей сети 110 кВ. Также произведен расчет токов КЗ в характерных точках ПС для последующей проверки оборудования по требованиям динамической и термодинамической устойчивости.

### **3 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы на ПС «Южная»**

При составлении списка компонентов для систем высоковольтного электрооборудования важно учитывать различные устройства, обеспечивающие безопасность и надежность функционирования. В такой список входит следующее:

- высоковольтные выключатели. Используются для защиты и управления электрическими цепями, позволяя надежно отключать и подключать линии электропередачи;
- шины - проводники, предназначенные для распределения электроэнергии в пределах подстанций или распределительных устройств;
- разъединители - это устройства, задача которых обеспечить видимый разрыв в электрической цепи для обеспечения безопасности работ при проведении техобслуживания [10];
- изоляторы - это элементы, предотвращающие нежелательный проход электрического тока, тем самым изолируют проводники от земли и друг от друга;
- трансформаторы тока, которые применяются для понижения уровня тока до уровней, безопасных для измерительных приборов;
- ограничители напряжения, защищающие оборудование от перенапряжений, например, во время грозы или коммутационных процессов;
- трансформаторы собственных нужд, которые предназначены для питания вторичных цепей подстанции;
- дугогасительные катушки, применяемые для ограничения дуги, возникающей при коротком замыкании, снижения перенапряжений и стабилизации работы системы.

Каждый из этих компонентов играет свою роль в общей схеме высоковольтной сети и способствует ее надежной и бесперебойной работе.

Основные условия выбора и проверки высоковольтных коммутационных аппаратов, следующие:

- Выбор по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n; \quad (14)$$

где  $U_c$  – напряжение сети, кВ;

$U_n$  – номинальное напряжение аппарата, кВ.

- Выбор по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_n; \quad (15)$$

где  $I_{раб}$  – наибольший ток в сети, А;

$I_n$  – номинальный ток аппарата, А.

- Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{дин}, \quad (16)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$I_{дин}$  – ток электродинамической стойкости аппарата, кА.

- Проверка по току отключения:

$$I_k^3 \leq I_{отк.н}, \quad (17)$$

где  $I_k^3$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА;

$I_{отк.н}$  – номинальный ток отключения аппарата, кА.

– Проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{откл.н}^2 \cdot t_m, \quad (18)$$

где  $B_k$  – интеграл Джоуля при КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

$t_m$  – допустимое время действия тока термической стойкости, с.

Расчет интеграла Джоуля при КЗ (теплового импульса тока) производится по формуле 19

$$B_k = B_{к.п} + B_{к.а} = (I_k^3)^2 \cdot t_{откл} + (I_k^3)^2 \cdot T_a \left( 1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_a}} \right), \quad (19)$$

где  $B_{к.п}$ ,  $B_{к.а}$  – соответственно периодическая и аperiodическая составляющие импульса тока;

$I_k$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$t_{откл}$  – время от начала КЗ до его отключения, с.

$$t_{откл} = t_z + t_{выкл}, \quad (20)$$

где  $t_z$  – время действия релейной защиты, для МТЗ  $t_z = 0,5 \div 1,0$  с, примем  $t_z = 1,0$  с;

$t_{выкл}$  – полное время отключения аппарата, с.

### 3.1 Выбор ячеек РУ – 110 и РУ – 10

Разработанный проект представляет собой модульную структуру подстанции модели КТПБ-110-4Н-1/10-2, осуществленную Самарским производителем «Электрощит» [6].

Закрепляемые на свайном основании модули оснащены всем необходимым для функционирования оборудованием, системами управления и внутренними коммуникациями.

Применение последних достижений в сфере десятикиловольтных распределительных систем сделало возможным использование современных комплектных распределительных устройств (КРУ), оборудованных вакуумными выключателями.

Эти инновации подразумевают массу преимуществ для потребителей, включая:

- Значительное сокращение эксплуатационных расходов.
- Способность функционировать в широком интервале температур.
- Устойчивость к физическим воздействиям, благодаря компактным размерам и небольшому весу устройств.
- Удобство установки в различных положениях для максимально эффективной организации пространства в распределительных устройствах.
- Отсутствие шума, простота в обслуживании и экологичность, полученные благодаря минимальным энергетическим потерям.

Тем не менее, существует проблема перенапряжений во время коммутаций, что потребует дополнительных расходов на специализированное оборудование, а сама высокая цена выключателей также может быть воспринята как недостаток.

Выбор подходящего КРУ для систем напряжения 10 кВ подразумевает использование заводских, моноблочных конструкций, что обеспечивает простоту в сборке и обслуживании.

В частности, ячейки К-63, выпускаемые «Электрощитом», предоставляют решение, соответствующее современным требованиям безопасности и удобства с двусторонними коридорами поддержки и мобильными тележками с вакуумными выключателями.

Комплектные распределительные устройства КРУ К-63 обеспечены всем необходимым комплексом оборудования. В их число входят высокопроизводительные вакуумные выключатели ВВ/TEL-20/630, позволяющие осуществлять надежное отключение тока.

Также присутствуют трансформаторы, предназначенные для измерения тока и напряжения, гарантирующие точность показаний. Защиту от перенапряжений обеспечивают встроенные ограничители перенапряжений. Обязательной частью комплектации являются ножи заземления, улучшающие условия безопасности эксплуатации [12].

Дополнительная надежность конструкции достигается за счет качественных монтажных шин и изоляционных материалов. Все эти элементы вместе формируют продукт, отвечающий высоким стандартам в области распределения электроэнергии.

### 3.2 Выбор высоковольтных выключателей

Ключевым устройством для управления перетоками мощности, коммутированием электрических цепей служит высоковольтный выключатель. Его главная задача – коммутация электрической сети под нагрузкой, отключение аварийных режимов, таких как токи короткого замыкания, что является наиболее важной и сложной с точки зрения значения протекающих токов операцией.

Выбор высоковольтных выключателей включает проверку таких номинальных характеристик оборудования, как номинальное напряжение, ток и ряд других.

Выпишем характеристики сети (параметры режимы) и паспортные данные оборудования.

Параметры сети:  $U_c = 110$  кВ,  $I_{раб} = 163$  А,  $I_k^3 = 18,97$  кА,  $i_{уд} = 52,8$  кА.

Для установки выбираем выключатель ВЭБ – УЭТМ – 110 (элегазовый).

Параметры:  $U_n = 110$  кВ,  $I_n = 2500$  А,  $I_{отк.н} = 40$  кА,  $I_{дин} = 102$  кА,  $I_m = 40$  кА, при  $t_m = 3$  с,  $t_{выкл} = 0,06$  с ( $t_{откл} = 1 + 0,06 = 1,06$  с).

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n; \quad (21)$$

$$110 \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

Выбор по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_n; \quad (22)$$

$$163 \leq 1250 \text{ (А)}.$$

Проверка по току отключения:

$$I_{\kappa}^3 \leq I_{откл.н}; \quad (23)$$

$$18,97 \leq 25 \text{ (кА)}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{дин}, \quad (24)$$

$$52,8 \leq 65 \text{ (кА)}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} = B_{\kappa.н} + B_{\kappa.а} = (I_{\kappa}^3)^2 \cdot t_{откл} + (I_{\kappa}^3)^2 \cdot T_a \left( 1 - e^{\frac{-2t_{откл}}{T_a}} \right) =$$

$$= 18,97^2 \cdot 1,06 + 18,97^2 \cdot 0,31 \left( 1 + e^{\frac{-2 \cdot 1,06}{0,31}} \right) = 492,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{откл.н}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} \leq I_{откл.н}^2 \cdot t_m; \quad (25)$$

$$492,9 \leq 1875 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Данные по выбранному выключателю взяты с сайта производителя [21].

Результат выбора и проверки расчета приведен в таблице 8.

Таблица 8 - Выбор высоковольтных выключателей

Место установки выключателя по чертежу	Тип выключателя	Условия выбора и проверки	Параметры системы	Параметры выключателя
Q1, Q2	ВЭБ – УЭТМ – 110	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	110 кВ 163 А 18,97(17,61) кА 52,8 (49,04) кА 492,9 (426,6) кА <sup>2*с</sup>	110 кВ 2500 А 40 кА 102 кА 4800 кА <sup>2*с</sup>
Q3 – Q8.	ВЭБ – УЭТМ – 110	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	10 кВ 896,5 А 1,45 кА 4,1 кА 4,11 кА <sup>2*с</sup>	110 кВ 2500 А 40 кА 102 кА 4800 кА <sup>2*с</sup>
Q9 – Q30.	ВЭБ – УЭТМ – 110	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	10 кВ 300 А 1,45 кА 4,1 кА 4,11 кА <sup>2*с</sup>	110 кВ 2500 А 40 кА 102 кА 4800 кА <sup>2*с</sup>

Аналогично производится выбор и проверка выключателей других присоединений.

### 3.3 Выбор разъединителей

При выборе разъединителей обращают внимание на их исполнение, тип установки и важные номинальные характеристики. К таким характеристикам относятся уровень номинального напряжения, способность переносить длительные токовые нагрузки, а также стойкость к тепловым и механическим воздействиям в случаях короткого замыкания.

Устройства, предназначенные для работы в сетях высокого напряжения

110 кВ, включают в себя разъединители, адаптированные для эксплуатации под открытым небом [15].

Они оснащены механизмом механической блокировки и встроенными заземлителями З-110/УЗ. Такие устройства представлены в исполнении однополюсной системы, которую обозначают как РНДЗ.

Что касается низшего напряжения 10 кВ, то в КРУ используются трехполюсные разъединители модели РВ-10/630 У1. Они также предназначены для использования на открытом воздухе и обозначены на схеме под номером 1, где их маркировки варьируются от QS7 до QS10.

Проверка выполняется аналогично проверке выключателей и сведена в таблицу 9.

Таблица 9 - Выбор разъединителей

Место установки разъединителя на чертеже	Тип разъединителя	Условия выбора и проверки	Параметры системы	Параметры разъединителя
QS1 – QS4	РНДЗ.2 110/3200 ХЛ1	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	110 кВ 163 А 18,97(17,61) кА 52,8 (49,04) кА 492,9 (426,6) кА <sup>2</sup> *с	110 кВ; 2000 А; 100 кА; 125 кА; 4800 кА <sup>2</sup> *с;
QS5, QS6	РНДЗ.1 110/1000 ХЛ1	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	110 кВ 163 А 18,97(17,61) кА 52,8 (49,04) кА 492,9 (426,6) кА <sup>2</sup> *с	110 кВ; 1000 А; 31,5 кА; 80 кА; 2976,75 кА <sup>2</sup> *с;

Данные по выбранному разъединителю взяты с сайта производителя [16].

### 3.4 Выбор ограничителей перенапряжений

Для защиты от перенапряжений, как грозовых, так и коммутационных необходимо устанавливать ограничители перенапряжений.

Ограничители перенапряжений обладают рядом ключевых преимуществ:

- они гарантируют эффективное снижение уровней перенапряжения, обезопасив оборудование;
- характеризуются устойчивостью функционирования, обеспечивая надежную работу;
- исключают необходимость частого технического обслуживания, сокращая эксплуатационные расходы;
- конструкция устройств включает взрывозащиту и способность выдерживать сейсмическую активность;
- монтаж может быть выполнен с применением различных методов: как подвесным, так и опорным способами;
- компактность и малый вес оборудования упрощают транспортировку и установку.

Применение оксидо-цинковых варисторов в изготовлении ограничителей напряжения способствует исключению искрения, поскольку в их конструкции нет искровых промежутков.

Это повышает их эффективность в предотвращении повреждений, вызванных перенапряжениями. Их широко используют в качестве защитного оборудования для электрических машин и трансформаторов, а также для обеспечения безопасности воздушных и кабельных электропередач от воздействия молний или перепадов напряжений, возникающих при переключениях в электрических сетях.

В условиях высоковольтной сети на 110 кВ предпочтение отдается ограничителям типа У/TEL 110/84. Для защиты сетей с напряжением 10 кВ наиболее подходящими считаются ограничители Т/TEL 10/11,5, обеспечивающие соответствующую безопасность и надежность высоковольтного оборудования.

### 3.5 Выбор шин

При выборе шин распределительных устройств (РУ) первостепенное внимание уделяется их способности выдерживать долгосрочные нагрузки, соответствующие допустимому току.

Эта информация обычно берется из надежных технических справочников и данных производителя.

Помимо этого, важно провести тщательную проверку шин на устойчивость к краткосрочным экстремальным нагрузкам, таким как электродинамические и термические воздействия, вызванные токами короткого замыкания (КЗ).

Это обеспечивает гарантию, что шины не только смогут справляться с обычными рабочими нагрузками, но и выстоят в экстренных ситуациях, сохраняя свою целостность и функциональность.

В качестве шин ЗРУ-10 целесообразно выбрать алюминиевые шины прямоугольного сечения 50 x 6 мм<sup>2</sup>.  $I_{дон} = 870$  А;  $I_p = 304,4$  А.

### 3.6 Выбор изоляторов

При выборе опорных изоляторов для использования в электрических сетях важно учитывать номинальное напряжение, на которое они рассчитаны. Этот параметр гарантирует их надежную работу при стандартных эксплуатационных условиях [5].

Кроме того, необходимо провести тщательную проверку их способности выдерживать механические нагрузки, которые могут возникнуть в ситуациях короткого замыкания. Такие экстремальные условия требуют от изоляторов высокой механической прочности, чтобы обеспечить стабильность и безопасность энергосистемы.

Условие проверки на механическую нагрузку при КЗ:

$$F \leq 0,6 F_{доп}, \quad (26)$$

где 0,6 – коэффициент запаса;

$F_{доп}$  – допустимое усилие на изолятор.

В ЗРУ – 10 для крепления шин используются опорные изоляторы ИО–10–3,75 УЗ с параметрами: номинальное напряжение 10 кВ, минимальная разрушающая сила на изгиб 3,75 кН.

Производим проверку изоляторов:

$$F = 1,76 \cdot 4100^2 \cdot \frac{1,1}{0,35} \cdot 10^{-7} = 9,3(H)$$

$$F \leq 0,6 F_{доп},$$

$$9,3 \leq 2250 (H).$$

Следовательно, изолятор прошел проверку на механическую нагрузку при токах КЗ.

### **3.7 Выбор измерительных трансформаторов тока**

Трансформаторы тока занимают центральное место в системах распределения электроэнергии. Их основная функция - преобразование высоких уровней тока к более низким значениям, что делает возможным безопасное измерение и управление электротехническими устройствами и реле. Кроме этого, они обеспечивают необходимую электроизоляцию, отделяя измерительные и защитные устройства от высоковольтных сетей.

При подборе трансформаторов тока необходимо внимательно рассмотреть ряд ключевых параметров, чтобы обеспечить корректность работы и долговечность оборудования. Среди таких параметров выделяют

номинальное напряжение трансформатора, пределы пропускаемого первичного тока и спецификации необходимой нагрузки вторичной цепи. Аккуратный подбор этих характеристик гарантирует точные измерения, соответствующие заявленным нормам точности трансформатора.

Кроме того, необходимо учитывать условия эксплуатации, куда входит тип монтажа, конструктивные особенности и класс точности. Дополнительно, ТТ должны проходить проверку на стойкость к повышенным температурам и электродинамическим нагрузкам в случае короткого замыкания [17].

При подборе трансформаторов тока обязательным является определение номинального напряжения и тока.

При выборе ТТ необходимо ориентироваться на соответствие вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}, \quad (27)$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА;

$S_{2р}$  – расчетная нагрузка подключенная ко вторичной обмотке ТТ, ВА.

Фактическая (расчетная) загрузка измерительного трансформатора определяется:

$$S_{2р} = I_{2ном}^2 \cdot Z_{2ном}, \quad (28)$$

где  $I_{2ном}$  – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А;

$Z_{2ном}$  – сопротивление цепи включенной во вторичную обмотку, Ом.

Сопротивление нагрузки, подключенной во вторичную обмотку образуется из трех составляющих: сопротивление приборов, активное сопротивление проводов и переходное контактное сопротивление (допустимо принимать  $r_{конт} = 0,1$ ).

$$Z_{2ном} = \sum r_{приб} + r_{доп} + r_{конт}, \quad (29)$$

$$S_{2р} = \sum S_{приб} + I_{2ном}^2 * (r_{доп} + r_{конт}), \quad (30)$$

где  $\sum S_{приб}$  – мощность всех приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ.

Поскольку в высоковольтные выключатели встроены трансформаторы тока, проверка на термическую и динамическую стойкость не требуется.

В контексте конкретных норм и правил, установленных энергетическими системами, критически важен отбор подходящих исполнений трансформаторов тока. Для энергосистем, работающих под напряжением 110 кВ, идеально подойдут модели ТФЗМ-110Б-1У1 600/5 и ТВТ-110-І 600/5.

В отличие от них, для 10 кВ сетей предпочтение отдаётся моделям ТОЛ-10 1500/5 и ТОЛ-10 300/5. В ситуациях, когда работа ведётся с нейтралью мощных трансформаторов типа ТДН-25000/110, целесообразно выбирать трансформаторы тока модели ТВТ-35-І 300/5.

Эти трансформаторы тока оборудованы парой обмоток, которые предоставляют возможность опции подключения: как параллельного, так и последовательного типа. В зависимости от сценария использования, трансформаторы тока настроены на работу с различными классами точности – для измерительных целей с классом точности 1, они могут обеспечивать вторичную мощность до 40 ВА.

Если же требуется класс точности 10Р для защитных функций, доступная мощность составит 20 ВА, что гарантирует необходимую эффективность и надежность работы.

Для успешного осуществления подключения измерительного инструментария к трансформаторам тока, важна информация о мощности этих устройств и об особых методах, гарантирующих точность проведения

измерений. В документации, а именно в таблице 10, представлен подробный перечень с вышеупомянутыми характеристиками, что позволит специалистам осуществлять точные измерения с учетом параметров конкретных трансформаторов.

Таблица 10 - Приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам

Напряжение	Прибор	Мощность, ВА
110 кВ	Э309	5
	A1D	0,7
10 кВ	Э309	5
	A1D	0,7

В качестве примера выбран и проверен трансформатор тока на 110 кВ. Для установки используется ТФЗМ–110Б–1У1 600/5.

Проверка по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_n$$

$$163 < 600 \text{ (A)}.$$

По номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n$$

$$110 \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

Выбор ТТ по нагрузке вторичной цепи:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}$$

К оборудованию, подключенному к токовым трансформаторам в сетях с напряжением 110 кВ, относится мощность потребления в размере 5,7 ВА. Для каждой фазы предусмотрены использование одного устройства модели Э309

и одного А1D-3-00-С2-Т.

Сопротивление проводников вычисляется по формуле:

$$r_{\text{дон}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{np}}}{S_{\text{np}}}, \quad (31)$$

где  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление (для меди 0,018);

$l_{\text{np}}$  – длина кабеля, м (в данном случае длина не превышает 120 м);

$S_{\text{np}}$  – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>, (технически сечение медного кабеля не должно быть менее 1,5 мм<sup>2</sup> и примерно составит 2,5 мм<sup>2</sup>).

Следовательно:

$$r_{\text{дон}} = 0,018 \cdot \frac{120}{2,5} = 0,864 \text{ Ом},$$

$$S_{2p} = 5,7 + 5^2 \cdot (0,864 + 0,1) = 29,8 \text{ ВА},$$

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2p},$$

$$40 > 29,8 \text{ (ВА)}.$$

Итоги проверки отражены в таблице 11.

Таблица 11 - Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока	Условия выбора и проверки	Параметры ТТ	Параметры сети
ТФЗМ –110Б – 1У1 600/5	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}}$ $U_c \leq U_{\text{н}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$	600 А 110 кВ 40 ВА	163 А 110 кВ 29,8 ВА
ТВТ – 110 – I – 600/5	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}}$ $U_c \leq U_{\text{н}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$	400 А 110 кВ 40 ВА	163 А 110 кВ 29,8 ВА
ТОЛ – 10 – 1500/5	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}}$ $U_c \leq U_{\text{н}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$	1500А 10 кВ 10 ВА	895 А 10 кВ 8,9 ВА
ТОЛ – 10 – 300/5	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}}$ $U_c \leq U_{\text{н}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$	300 А 10 кВ 10 ВА	22 А 10 кВ 8,9 ВА

По аналогии проводится проверка измерительных трансформаторов других присоединений.

### 3.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

«Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения.

Выбор трансформаторов напряжения для питания измерительных приборов и реле осуществляется по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению.

Каждый измерительный прибор, подключенный к измерительному трансформатору напряжения так или иначе потребляет мощность, пусть и сравнительно небольшую» [10]. Значения потребляемой мощности измеряются, как правило десятками вольт-ампер.

Важно также проверять, чтобы класс точности трансформатора соответствовал нагрузке, которая будет приложена благодаря подключенным измерительным приборам и защитным устройствам. Это значит, что номинальная нагрузка вторичной цепи трансформатора должна быть сопоставима либо превышать суммарную нагрузку от всех подключенных к ней устройств для обеспечения точности измерений в пределах допустимых значений.

Проверка по классу точности осуществляется по следующей формуле:

$$S_{2ном} \geq S_{2р} \quad (32)$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА;

$S_{2р}$  – расчетная нагрузка подключенная ко вторичной обмотке ТН, ВА.

Для установки на подстанции 10 кВ выбираем трансформатор НАЛИ-НТЗ-10 УХЛ2, мощность вторичной обмотки которого составляет 120 ВА при классе точности 0,5. Приборы, подключаемые к трансформатору напряжения, имеют мощность 2,5 ВА (например, один Э377).

Проведем проверку трансформатора напряжения. Проверка по номинальному напряжению первичной обмотки:

$$U_c \leq U_{ном}$$
$$10 \leq 10 \text{ (кВ)}.$$

Проверка по классу точности:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}$$
$$120 > 2,5 \text{ (ВА)}.$$

Далее произведем выбор выключателя.

### 3.9 Выбор выключателя 10 кВ

Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ, аналогичен выбору выключателей 110 кВ.

Параметры сети:  $U_c = 10$  кВ,  $I_{раб} = 1443$  А,  $I_k^3 = 1,45$ кА,  $i_{уд} = 4,1$  кА.

Выбран вакуумный выключатель типа ВВ – TEL – 20.

Параметры:  $U_n = 10$  кВ,  $I_n = 1600$  А – для вводного и секционного выключателей, 630 А – для отходящих ВЛ,  $I_{отк.н} = 20$  кА,  $I_{дин} = 60$  кА,  $I_m = 20$  кА, при  $t_m = 3$  с,  $t_{выкл} = 0,06$  с ( $t_{откл} = 1 + 0,06 = 1,06$  с).

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n;$$

$$10 \leq 10 \text{ (кВ)}.$$

Выбор по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_n;$$

$$1443 \leq 1600 \text{ (А)}.$$

Проверка по току отключения:

$$I_{\kappa}^3 \leq I_{откл.н};$$

$$4,1 \leq 20 \text{ (кА)}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{дин},$$

$$4,1 \leq 20 \text{ (кА)}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$\begin{aligned} B_{\kappa} &= B_{\kappa.н} + B_{\kappa.а} = (I_{\kappa}^3)^2 \cdot t_{откл} + (I_{\kappa}^3)^2 \cdot T_a \left( 1 - e^{\frac{-2t_{откл}}{T_a}} \right) = \\ &= 1,45^2 \cdot 1,06 + 1,45^2 \cdot 0,6 \left( 1 + e^{\frac{-2 \cdot 1,06}{0,6}} \right) = 3,53 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}; \end{aligned}$$

$$I_{откл.н}^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} \leq I_{откл.н}^2 \cdot t_m;$$

$$3,53 \leq 1200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Информация о выбранном выключателе была получена от завода-изготовителя. Таким же образом осуществляется подбор и проверка для выключателей других подключений комплектных распределительных устройств с напряжением 10 кВ.

Вывод: в третьем разделе произведен выбор основного силового оборудования ПС: выбраны коммутационные аппараты, устройства защиты от перенапряжений, измерительные трансформаторы, ошиновка ОРУ и РУ, опорная и подвесная изоляция.

Все выбранное для установки оборудование соответствует нормативно-технической документации, проектным климатическим условиям, степени защиты от воздействий окружающей среды.

Выбранное оборудование производится в Российской Федерации в рамках импортозамещения или новых перспективных разработок.

## 4 Собственные нужды и выбор оперативного тока

### 4.1 Выбор источника питания и схемы собственных нужд

На мощных объектах электроэнергетики, таких как крупные подстанции с первичным напряжением от 110 кВ и выше, а также на сильных установках с напряжением 35 кВ, применяется практика установки двух трансформаторов. Это решение принято для удовлетворения внутренних нужд подстанции, обеспечивая ей бесперебойное и надежное функционирование [19].

Эти трансформаторы играют критическую роль в обеспечении бесперебойной работы подстанционных систем. Их мощность подбирается с учетом потребления всех систем подстанции, включая освещение, отопление, работу силового оборудования и другие вспомогательные системы. Специально рассчитанные параметры мощности этих трансформаторов позволяют выдерживать постоянные и длительные нагрузки, тем самым, гарантируя надежное и эффективное функционирование подстанции.

Таблица 12 - Суммарная нагрузка собственных нужд

Электроприемник	Потребляемая мощность, кВА
Охлаждение трансформатора	2,3х2
Устройство подогрева выключателей	3
Обогрев шкафов РЗ	9,5
Обогрев РУ-10 кВ	20
Наружное освещение	4
Связь, телемеханика	2,5
Подогрев приводов разъединителей	6
Резервирование	6
Итого	55,6

Рассмотрим выбор трансформаторов для собственных нужд с учетом их способности выдерживать перегрузки. Нагрузка потребителей для собственных нужд указана в таблице 12.

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{S_{\text{СН}}}{2 \cdot K_3} = \frac{55,6}{2 \cdot 0,7} = 39,7 \text{ кВт}, \quad (33)$$

Выбираем два трансформатора ТМС-63/10. Параметры трансформатора указаны в таблице 13. Для его защиты выбираем высоковольтные предохранители с параметрами, приведенными в таблице 14.

$$I_{\text{дд}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,64 \text{ А}$$

Таблица 12 - Выбор трансформаторов собственных нужд

Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	ВН, кВ	НН, кВ	$P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$P_{\text{К}}$ , кВт	$U_{\text{К}}$ , %	$I_{\text{ХХ}}$ , %
ТМС -63/10	63	10	0,4	0,49	1,97	4,5	2,6

Таблица 13 - Выбор высоковольтных предохранителей

Тип	Параметры оборудования		Параметры сети	
	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$I_{\text{НОМ ПВ}}$ , А	$U_{\text{Сети}}$ , кВ	$I_{\text{длит}}$ , А
ПКТ-101-10-12,5 У1	10	2	10	9,62

Потребители среднего напряжения (СН) на подстанциях определяются рядом факторов, среди которых ключевыми являются конфигурация подстанции, мощность основных трансформаторов, наличие компенсаторов и вида используемого электрооборудования. Простейшие подстанции, где нет необходимости в синхронных компенсаторах или постоянном персонале, обычно ограничиваются минимальным набором потребителей СН. В их число входят системы охлаждения (например, вентиляторы трансформаторов), обогрев элементов управления (обогрев приводов высоковольтных вводов и отделителей, панелей управления), а также освещение подстанции.

На подстанциях повышенной сложности, оснащенных высоковольтными выключателями, усложняется и список необходимых потребителей. К ним добавляются компрессоры (необходимые для

высоковольтных выключателей сжатого воздуха и SF6), а в системах с оперативным постоянным током требуются агрегаты зарядки и поддержания заряда аккумуляторных батарей. Если применяются синхронные компенсаторы, то становятся необходимы дополнительные устройства, такие как механизмы смазки их подшипников, системы охлаждения и прочее.

Самыми важными потребителями СН на подстанциях являются системы управления и автоматики, связи и телемеханики, обеспечения охлаждения (трансформаторов и синхронных компенсаторов), аварийного освещения, пожарной безопасности и электроприемники компрессорных установок [8].

При проектировании системы СН необходимо аккуратно подходить к выбору мощности трансформаторов. Это делается на основе расчетной нагрузки с учетом различных коэффициентов: загрузки, одновременности используемого оборудования и различных режимов работы подстанции, которые включают в себя и сезонные колебания (летние и зимние условия эксплуатации), так и временные периоды, связанные с проведением ремонтных работ.

На рисунке 6 приведена однолинейная схема питания собственных нужд ПС.

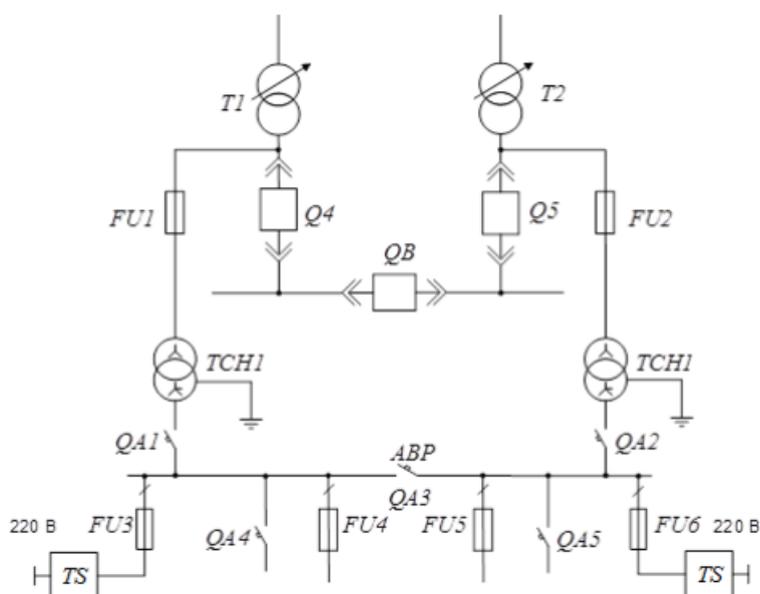


Рисунок 6 - Схема собственных нужд с переменным оперативным током

Выбранная схема с секционирование нагрузки обеспечит необходимую надежность для электроприемников собственных нужд.

## 4.2 Оперативный ток

Постоянный оперативный ток выполняет важнейшую функцию обеспечения энергией вторичных систем на подстанциях. К таким системам относятся устройства защиты, автоматики, телемеханики, управления, сигнализации и другие механизмы [11].

Батареи аккумуляторов известны как чрезвычайно надежный источник питания для оперативных цепей. Основная сильная сторона аккумуляторных батарей заключается в их автономности: они не зависят от внешних источников питания. Это обеспечивает непрерывное функционирование второстепенных систем управления даже в тех случаях, когда основное электроснабжение недоступно.

Выдерживание кратковременных перегрузок, таких как пусковые токи для приводов выключателей, является еще одним значительным достоинством аккумуляторов.

Все подстанции оборудованы либо свинцово-кислотными, либо железоникелевыми аккумуляторами, но кислотные считаются технически более эффективными. Распределение оперативного тока осуществляется централизованно [14].

Рядом с помещением аккумуляторных батарей расположены пульта управления постоянного тока. В конструкцию каждого пульта включены специализированные панели. Эти панели обеспечивают функциональность по надзору за эффективностью и безопасностью каждой отдельной батареи, а также позволяют настроить процесс зарядки. Снаряжение панелей включает в себя и датчики для мониторинга состояния батарей, а также распределительные шины для организации коммутации.

Эти функциональные элементы обеспечивают связь с источниками питания и кабелями, которые распределяют энергию по разнообразным участкам сети.

Однако, высокая стоимость аккумуляторных батарей и распределительной сети, требование специфического помещения для батарей и сложность в эксплуатации являются существенными недостатками питания от постоянного тока.

Трансформаторы, созданные для удовлетворения потребностей подстанций, а также те, которые предназначены для измерений, могут обеспечивать энергией второстепенные системы с помощью переменного тока.

В определенных случаях, для их функционирования могут быть необходимы дополнительные компоненты, в числе которых конденсаторы и выпрямительные устройства. Преимущество децентрализованной системы распределения переменного тока заключается в ее простоте, поскольку она не требует сложных сетевых конструкций.

Однако существуют некоторые существенные ограничения. К таковым относится зависимость от основной электросети и ее напряжения, необходимость использования дополнительных компонентов для обеспечения работы системы, а также возможный недостаток мощности у самого трансформатора, который может не способствовать эффективному использованию переменного тока для оперативных нужд.

В связи с вышеперечисленными факторами, при проектировании подстанций, соответствуя стандартам и нормам, указанным в документе [10], предпочтительнее выбирать систему, работающую на постоянном токе для оперативного управления.

Вывод: в разделе спроектирована система собственных нужд для обеспечения потребления электроприемников ПС. Особое внимание уделено системе оперативного тока, как одной из важнейших систем, влияющих на надежную работу высоковольтных выключателей.

## **5 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции**

### **5.1 Защита и автоматика трансформаторов 25 МВА**

Применение разнообразных технологий и методов защиты и автоматизации на трансформаторных подстанциях существенно увеличивает надежность и безопасность их работы. В частности, трансформаторы с номинальной мощностью 25 МВА включают следующие ключевые методы защиты:

Дифференциальная токовая защита. Этот метод предназначен для сенсорного обнаружения аномалий в баке трансформатора и на его выводах. Такие аномалии могут включать внутренние повреждения, которые мониторятся реле типа ДЗТ-11 для моментального реагирования.

Система защиты от газа. Функция этой системы заключается в отслеживании ненормальных изменений в объеме газа или уровне масла внутри трансформатора, что может указывать на внутренние дефекты.

Защита от чрезмерного тока для высоковольтной стороны. На стороне 110 кВ установлена защитное устройство, которое активируется при превышении нормальных токовых значений, исходя из реле защиты и трансформаторов тока.

Система защиты, реализованная на стороне с напряжением 10 кВ, обеспечивает аварийное отключение секционного выключателя, активируясь при критически низких показателях напряжения. Она интегрирована с функцией временной задержки, позволяющей более точно реагировать на нештатные ситуации, предотвращая хаотичные отключения и создавая условия для анализа и возможной корректировки работы системы перед тем, как будет принято решение об отключении. Такой механизм необходим для поддержания стабильности работы сети на уровне 10 кВ и защиты оборудования от повреждений, связанных с недостаточным питанием или перегрузками.

Ограничение от перегрузок на линиях 10 кВ. Данный механизм защиты сигнализирует о возможных перегрузках, ощущаемых на входах, и функционирует полностью в аварийно-сигнальном режиме.

Функция автоматического повторного включения для выключателей 10 кВ. Эта опция позволяет самостоятельно восстанавливать питание после отключения, осуществляя единственную попытку перезапуска без присутствия оператора.

«Чтобы восстановить питание потребителей 10 кВ при длительном коротком замыкании на питающих ВЛ 110 кВ, на каждой секции шин 10 кВ ПС 110 кВ «Южная» внедрена защита минимального напряжения. Она подключена к ТН шин 10 кВ и направлена на отключение ввода 10 кВ» [5].

## **5.2 Защита и автоматика секционных выключателей 10 кВ**

«Модули секционных выключателей на 10 кВ, разработанные в исполнении ВВ/TEL – 20/630 (100, 1600) УХЛ1, поставляются в соответствии с комплектацией, рекомендованной производителем для ячеек К-63. Для улучшения надежности работы также внедрены системы автоматизации и защиты, среди которых:

- Функция максимальной токовой защиты: Она чрезвычайно важна для контроля за состоянием электросети, реагируя на чрезмерные токи и предотвращая повреждения от междуфазных коротких замыканий, которые часто становятся причиной аварий» [9].
- Система автоматического включения после сброса (АВР): Предназначена для автономной реставрации электропитания в условиях после аварийных отключений или других факторов, прерывающих работу сетей. Активация АВР происходит при разъединении секционного выключателя, вследствие сигналов с реле защиты трансформатора или при ошибках, связанных с падением напряжения.

Эти элементы обеспечивают повышенную безопасность сетей и способствуют минимизации простоев за счет эффективного управления и диагностики возможных неисправностей.

Стоит отметить, что данная комбинация защитных и автоматических устройств обеспечивает повышенную оперативность и надежность электроснабжения, минимизируя время простоя и уменьшая риск возникновения повреждений в электрической сети или оборудовании при возникновении аварийных режимов.

### **5.3 Защита и автоматика линий 10 кВ**

Каждая линия на 10 кВ, подключенная к комплектному распределительному устройству, оборудуется набором защит и средств автоматики с целью повышения надежности и обеспечения безопасности функционирования энергосети. Основные составляющие этой системы таковы:

Максимальная токовая отсечка. Эта функция служит для мгновенной реакции на токи, значительно превышающие установленные лимиты, что, как правило, бывает при коротких замыканиях. Она предназначена для защиты линии от возможных аварийных повреждений, обеспечивая немедленное отключение линии.

Максимальная токовая защита с выдержкой времени. Данный вид защиты реагирует на перегрузки, которые могут возникать из-за изменений в нагрузке, и позволяет заданный период времени для устранения проблемы перед срабатыванием отключения линии.

Автоматическое повторное включение (АПВ) однократного действия. Система АПВ предназначена для автоматического восстановления подачи электричества после отключения защитой, не требуя ручного вмешательства. Однократное действие гарантирует, что повторное включение происходит только один раз.

Контроль за потребляемой мощностью при изменении частоты в сети, отключая линии для восстановления оптимальной частоты и повторно подключая их, когда нормальные условия восстановлены.

Подобная комплексная конфигурация обеспечивает высокий уровень управления, контроля и автоматизации работы сети 10 кВ, что важно для поддержания стабильности в энергосистеме при разных эксплуатационных ситуациях.

Рассмотрим защиту от превышения тока. Создадим схему с использованием реле РТ – 40.

Согласно условиям селективности, защита от максимального тока (МТЗ) обязана срабатывать при наличии следующих условий:

$$I_{сз} \geq \frac{k_{омс} \cdot k_3}{k_8} \cdot I_{p.max} \quad (34)$$

где  $I_{сз}$  – ток срабатывания защиты;

$I_{p.max}$  – максимально возможный ток нагрузки,  $I_{p.max} = 400$  А;

$k_{омс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности определения токов КЗ и токов срабатывания реле, для защит с реле РТ - 40  $k_{омс} = 1,2$ ;

$k_3$  – коэффициент запуска, учитывающий самозапуск двигателей, для смешанной нагрузки  $k_3 = 2$ ;

$k_8$  – коэффициент возврата, для защит с реле РТ – 40  $k_8 = 0,8$ .

После выбора тока срабатывания производится проверка чувствительности защиты. Для основных защит:

$$k_q = \frac{I_{к.min}}{I_{сз}} > 1,5 \quad (35)$$

где  $I_{к.min}$  – минимальный ток короткого замыкания в конце защищаемого участка, взят из «Схемы развития электрических сетей 10 кВ г. Тольятти»

$$I_k^3 = 444 \text{ А.}$$

Далее определяется ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = k_{cx} \cdot \frac{I_{c3}}{n_{mm}} \quad (36)$$

где  $n_{mm}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{cx}$  – коэффициент схемы, характеризующий схему включения реле.

Проводим выбор тока срабатывания МТЗ на одной из отходящих от ПС линий. Примем, что линии идут к ТП 400 кВА:

$$I_{p.\max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22(A)$$

$$I_{c3} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 22 = 66(A)$$

Принимаем ток уставки  $I_{c3} = 70$  А. Выдержка времени защиты  $t_g = 1$  с.

Расчетное двухфазное КЗ на шинах 0,4 кВ ТП:

$$I_{к.\min}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 444 = 385(A)$$

$$k_u = \frac{385}{70} = 5,5 > 1,5$$

Т.е. защита по чувствительности нас удовлетворяет.

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = 1 \cdot \frac{70}{60} = 1,17(A)$$

Принимаем к установке реле РТ – 40 / 2.

Рассмотрим максимальную токовую отсечку.

Для повышения надежности системы и быстрого реагирования на нарушения в электрической сети применяется второстепенная мера защиты в виде токовой отсечки (ТО). Этот метод является одной из разновидностей максимальной токовой защиты (МТЗ) и служит для скоростного изоляции поврежденных сегментов цепи.

Отличительной особенностью ТО является способность обеспечения селективности путем определения конкретных зон действия, что позволяет минимизировать выключение оборудования, не затронутого аварией, и тем самым поддерживать стабильность работы всей системы.

Для этого ток срабатывания отсечки  $I_{co}$  выбирается больше максимально возможного тока КЗ в начале смежного участка электрической сети ( $I_{k.max}$ ):

$$I_{co} = k_n * I_{k.max}. \quad (37)$$

Это является основным условием выбора тока срабатывания отсечки.

Здесь  $k_n$  – коэффициент надежности, учитывающий погрешности определения токов КЗ и токов срабатывания реле, для защит с реле РТ – 40  $k_n = 1,2$ ;

Чувствительность отсечки характеризуется коэффициентом чувствительности:

$$k_u = \frac{I_{k.min}}{I_{co}} > 2 \quad (38)$$

где  $I_{k.min}$  – минимальный ток КЗ в начале защищаемого участка.

Построим схему на реле РТ – 40.

$$I_{co} = 1,2 * 444 = 533 \text{ (A)}.$$

Принимаем ток уставки  $I_{co} = 540$  А.

В качестве расчетного примем двухфазное КЗ на шинах 10 кВ ПС «Южная»:

$$I_{к.мин}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{к.мин}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} * 1450 = 1256(A)$$

$$k_q = \frac{1256}{533} = 2,35 > 2$$

Т.е. защита по чувствительности нас удовлетворяет.

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = 1 \cdot \frac{540}{60} = 9(A)$$

Выбираем к установке реле РТ – 40 / 20.

#### **5.4 Автоматическое повторное включение**

Функция автоматического повторного включения (АПВ) играет решающую роль в поддержание надежности электроснабжения, позволяя быстро восстановить функционирование отключенных участков сети после срабатывания защиты. Эта особенность особенно ценна, когда проблемы, вызвавшие короткие замыкания, например в кабельных или воздушных линиях, носят временный характер. В таких ситуациях, после исключения неисправного участка сети, изоляция может восстановиться, делая возможным повторное включение в сеть.

Синхронно работая с релейной защитой, АПВ срабатывает сразу после регистрации короткого замыкания и отключения поврежденного участка. Во время интервала  $t_{АПВ}$ , система предпринимает попытку повторного

подключения. Если первопричина короткого замыкания была устранена, сеть возвращается к нормальной работе. В случае, если проблема не решена, система релейной защиты снова произведет отключение.

Важным моментом является согласование АПВ с резервным автоматическим включением (АВР) по времени.

В системе электроснабжения при обнаружении короткого замыкания в сети запускается последовательность операций, призванных обеспечить непрерывность питания потребителей.

Инициализация алгоритмов начинается с активации функции автоматического повторного включения (АПВ), цель которой - восстановить соединение с основным источником электричества. Это позволяет потребителям продолжать использовать привычную сеть без перебоев.

Если попытки АПВ не увенчиваются успехом и электроснабжение не восстанавливается, система переходит к плану Б - задействует автоматическое введение резерва (АВР).

АВР перенаправляет подачу энергии, переключая потребителей на альтернативный, резервный источник питания, гарантируя тем самым минимизацию времени простоя.

Следовательно, интервал до активации АПВ должен быть настроен на более короткий период, чем время сработки АВР, чтобы обеспечить эту последовательность действий без конфликтов между системами.

Примем  $t_{АПВ}=1\text{с}$ .

## **5.5. Защита от замыканий на землю**

Порядка 70-80% всех неисправностей линий приходится именно на этот вид замыкания. Токи, возникающие при однофазном замыкании, обычно не превышают значения в 20-30 А, что существенно ниже токов короткого замыкания. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) допускают продолжительность такого режима работы до двух часов. Это время

предоставляется для локализации участка с замыканием и переключения потребителей на резервный источник питания.

Для выявления участка с однофазным замыканием на землю используется устройство селективной сигнализации, работающее на основе трансформаторов тока нулевой последовательности. Такие трансформаторы конструктивно выполнены таким образом, что их магнитопровод охватывает все три фазы сети, и в случае замыкания на землю, несимметричность токов создает ток в магнитопроводе. Этот ток передается на обмотку, к которой подключено токовое реле, например, модели РТ – 40 / 0,2.

При настройке системы защиты очень важно корректно определить значение тока срабатывания. Это значение рассчитывается на основе данных о емкостных токах в линиях, подлежащих защите. Процесс настройки подразумевает измерение и расчет этих токов, чтобы настройки защиты были оптимальными и обеспечивали точное срабатывание при реальных замыканиях на землю.

## **5.6 Автоматическая частотная разгрузка**

Согласно стандартам, изложенным в ГОСТ 32144-2013, поддержание стабильности частоты является важнейшим условием для надежной работы электроэнергетических систем. Нормативные требования указывают, что в процессе стандартной эксплуатации колебания частоты электрической сети должны находиться в пределах от  $-0,1$  Гц до  $+0,1$  Гц. В то же время система допускает кратковременные флуктуации до  $-0,2$  Гц или  $+0,2$  Гц, считая их допустимыми и не выходящими за рамки определенных стандартом условий эксплуатации.

Тем не менее, в случаях, когда в энергосистеме наблюдается дефицит активной мощности, возможно возникновение более значительных снижений частоты. Это указывает на нарушения в балансе мощности и потребует срочных корректирующих мер для восстановления стабильности и

предотвращения потенциальных аварийных ситуаций или повреждения оборудования.

Такое снижение частоты может поставить под угрозу статическую устойчивость всей системы, пуская в ход последовательное снижение напряжения и частоты, что приведет к дальнейшему усугублению ситуации.

Для предотвращения такого сценария и восстановления баланса применяется мера автоматической частотной разгрузки (АЧР), при которой осуществляется отключение некритичных потребителей электроэнергии.

Установив четкие критерии допустимости частотных отклонений, ГОСТ 32144-2013 направлен на обеспечение непрерывной и бесперебойной работы энергетической инфраструктуры. В соответствии с данным стандартом, частота в сети не должна опускаться ниже порога в 45 Гц даже на короткое время. Также предусмотрена возможность поддержания работы системы при частоте в 47 Гц, но такое состояние может длиться максимум 20 секунд.

А при еще менее критичном снижении частоты до уровня 48,5 Гц, системе разрешается функционировать до минуты. Эти временные рамки позволяют системе электроснабжения справляться с мимолетными сбоями, минимизируя риск значительных нарушений электроснабжения и поддерживая безопасность электрооборудования.

АЧР может быть реализована в двух вариантах: либо через поэтапное отключение потребителей в зависимости от уровня падения частоты (АЧР I), либо посредством увеличения времени действия пониженной частоты (АЧР II), с АЧР I обычно считается предпочтительнее для поддержания стабильности сети.

В решении задач автоматической частотной разгрузки применяются современные устройства, в том числе реле типа РСГ-11, позволяющие определять уровень частоты и активировать схемы АЧР при ее снижении.

Когда частота возвращается к нормальному уровню, важно минимизировать время, в течение которого потребители остаются без подачи электроэнергии.

Использование системы частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) является ключевым элементом для восстановления подачи электроэнергии потребителям. После того, как частота в сети возвращается к номинальным значениям, ЧАПВ инициирует процесс реактивации электроснабжения отключенных участников сети. Эффективность этого механизма обусловлена его способностью распознавать стабилизацию частоты и автоматически восстанавливать связь с источником питания.

Для обеспечения бесперебойности и надежности работы электросети, действие частотного автоматического повторного включения должно быть тщательно синхронизировано с системами АПВ и автоматического включения резерва (АВР). Такой координации действий требуется для того, чтобы каждое из этих устройств выполняло свою роль в определенный момент и при определенных условиях, не создавая конфликтов в системе и не допуская ненужных переключений, которые могут повлечь за собой дополнительные проблемы в электросети.

Вывод: в разделе рассмотрены решения в части релейной защиты и автоматики проектируемой ПС. Рассмотрены токовые защиты, определены их уставки и проверена их чувствительность. К проектированию принята система АВР, использование которой значительно повышает надежность электроснабжения потребителей ПС.

## Заключение

В городском округе Тольятти электроэнергия для жилищно-коммунального хозяйства подается от трех основных источников: Жигулевской гидроэлектростанции, Тольяттинской теплоэлектроцентрали и ТЭЦ автомобильного завода ВАЗ. Электроэнергия распределяется через сети высокого напряжения (500, 220 и 110 кВ) и транзитируется через крупные распределительные подстанции с многоуровневыми трансформациями.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос проектирования трансформаторной подстанции «Южная».

Строительство подстанции «Южная» в южном квартале Тольятти, близко к центру распределения нагрузок, обусловлено целым рядом ключевых факторов. Во-первых, недостаточная надежность текущего электроснабжения в южной части города, особенно в районе старой застройки, является значительной проблемой. Во-вторых, существенные электрические потери в сетях 10 кВ возникают из-за больших расстояний от основного источника энергии, подстанции 110/10 кВ «Западная».

Уровни напряжения для потребителей на границе балансовой принадлежности оказываются ниже нормы, что указывает на необходимость улучшения ситуации. Оборудование как на подстанции «Западная», так и на подстанции «Портовая», находится в неудовлетворительном техническом состоянии, при этом «Портовая» выполнена по временной схеме с единичным трансформатором и одним шинным отделением 10 кВ.

Анализ потребностей энергопотребления и требований к надежности электроснабжения для пользователей различных категорий, а также стремление к обеспечению высокого качества предоставляемой электроэнергии вызывают необходимость тщательного планирования новых энергетических объектов. В контексте упомянутых условий, ограничения возможностей по расширению и реконструкции из-за интенсивности

городской застройки оказывают существенное влияние на проектирование подстанций.

Принимая во внимание эти ограничения, для новой проектируемой подстанции «Южная» принято решение о монтаже двух трансформаторов с номинальным напряжением 110/10 кВ. Это обеспечит достаточную мощность и надежность для удовлетворения потребностей текущих и будущих потребителей, включая важные инфраструктурные объекты.

Были намечены следующие задачи при выполнении данной ВКР:

- определение нагрузок ПС;
- выбор схемы главных электрических соединений, удовлетворяющей условиям надежности;
- выбор оборудования КРУН 10 кВ и ОРУ 110 кВ.

В организационно-техническом разделе пошагово выполнены инженерные расчеты, необходимые для решения вышеприведенных задач, а именно:

- выбрана схема электроснабжения подстанции;
- произведен расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки силового оборудования;
- осуществлены выбор и проверка оборудования для принятой схемы электроснабжения;
- выбраны и проверены коммутационные аппараты;
- в общем виде даны технические решения по учету электроэнергии, автоматизации и релейной защите ПС.

Можно сделать вывод что в ходе выполнения выпускной квалификационной работы удалось достичь поставленной цели. Разработанный проект проектирования ПС 110/10 кВ Южная в полной мере соответствуют требованиям НТД и законодательства РФ, является экономически обоснованным и может быть реализован.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. Алиев И. И. Асинхронные двигатели в однофазном и трехфазном режимах. М.: РадиоСофт, 2004. 128 с.
2. Быстрицкий Г. Ф. Общая энергетика : учебное пособие. М. : Юрайт, 2019. 416 с.
3. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2007. 10 с.
4. ГОСТ 30372-95. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. - М.: Стандартинформ. 2005. 85 с.
5. ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые перегрузки.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010. 76 с.
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ. 2014. 64 с.
7. Дед А. В., Бирюков С. В., Паршукова А. В. «Нормы качества электрической энергии» [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/articleZn/normy-kachestva-elektricheskoy-energii/viewer>\_(дата обращения: 06.05.2024). 120 с.
8. Журнал «Электротехника, энергоэнергетика, электротехническая промышленность». Основные положения и требования новых нормативных документов по жесткой ошиновке ору и зру 110-500 кВ. А.П. Долин, М.А. Козина. Холдинговая компания «Электрозавод». 15 с.
9. Киреева Э. А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. М.: Кнорус, 2011. 368 с.

10. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения. М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2008. 480 с.
11. Постановления Правительства РФ №861 в ред. от 29.11.2023. 123 с.
12. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС, 2022. 184 с.
13. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. М.: НЦ ЭНАС, 2007. 86 с.
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. -М.: Омега-Л, 2012. 256 с.
15. Правила устройства электрических установок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010. 689 с.
16. Ресурспромальянс. Каталог оборудования [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ess-ltd.ru/elektro/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-parametry.html?ysclid=m1xrxqbm05633670501> (дата обращения: 11.10.2024).
17. Руководство по выбору уставок Сириус ТЗ. М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2008. 201 с.
18. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. М.: ГПЦПП Минстроя России, 1995. 34 с.
19. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. 96 с.
20. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2015. 405 с.
21. УЭТМ. Каталог оборудования [Электронный ресурс]. URL: <https://www.uetm.ru/fs/sources/9e/44/e9/e6/9a7e4ec9bbf1f4e08faa4075.pdf> (дата обращения: 11.10.2024). 10 с.
22. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р [Электронный ресурс]. URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 11.10.2024).