

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 «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ  
«Сазанлей»

Студент

А.Р. Зозуля

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(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

Выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена разработке проекта реконструкции электрической части понижающей подстанции «Сазанлей» напряжением 110/10 кВ. Подстанция питает потребителей южного района г. Балаково, Саратовской области. Реконструкция электрической части позволит повысить надежность и качество электроснабжения потребителей.

Реконструкция подстанции «Сазанлей» заложено в программе модернизации электросетевого комплекса сетевой компании ПАО «МРСК Волги».

Анализ графиков электрической нагрузки, проведенный в выпускной квалификационной работе, а также на основании проведенных расчётов электрической нагрузки существующих потребителей, выбраны тип и число силовых трансформаторов подстанции. Выбор мощности силовых трансформаторов производился с учетом перспективы развития питаемого района и ростом электрических нагрузок.

В работе выбрана схема открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ, согласно требованиям и рекомендациям стандартов организации ПАО «ФСК ЕЭС».

Выполнен расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции напряжением 110 и 10 кВ и на основании полученных значений выполнен выбор и проверка высоковольтного оборудования подстанции «Сазанлей».

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления понизительной подстанции.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на 50 стр., с графической частью выполненной на 6 чертежах формата А1.

## ABSTRACT

In the qualification work "Reconstruction of the electrical part of the substation 110/10 kV" Sazanley ", theoretical and practical solutions for creating reliable power supply in the southern region of Balakovo, due to the reconstruction of the existing step-down substation PS 110/10 kV" Sazanley ".

The basis for consideration of this issue was the availability of the Program for upgrading the power grid complex of the grid company IDGC of Volga, JSC. Substation PS 110 kV "Sazanley" is included in this program, since the obsolete electrical equipment and the scheme of 110 kV switchgear of this substation do not meet modern requirements.

Based on the analysis of the graphs and calculations of the electrical load of existing consumers, the required number and power of the power transformers is selected, taking into account the planned capacity inputs in accordance with the applications, non-technological connection.

According to the nature of consumers fed from the lowering substation, taking into account modern requirements for basic electrical circuits, switchgear of substations, a 110 kV outdoor switchgear is selected.

On the basis of calculations of short-circuit currents, input, sectional and on the outgoing lines switching devices in switchgears 110 kV and 10 kV were selected.

The calculation and method of construction of the earthing loop of the step-down substation is also made.

Graduation qualification work of the bachelor is executed on 50 pages, with the graphic part executed on 6 drawings of A1 format.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Характеристика реконструируемой подстанции .....	9
1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Сазанлей» .....	9
1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции .....	14
1.3 Технические решения при проведении реконструкции.....	14
2 Определение электрических нагрузок подстанции 110 кВ «Сазанлей» .....	16
3 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Сазанлей».....	18
3.1 Выбор марки и номинальной мощности силовых трансформаторов.....	18
3.2 Техничко-экономический расчет варианта с двумя трансформаторами ТРДН-40000/110/10 .....	20
4 Расчёт токов короткого после реконструкции .....	25
5 Компоновка оборудование электрической части ПС 110 кВ Сазанлей .....	30
5.1 Исходные данные для выбора оборудования.....	30
5.2 Компоновка ОРУ-110 кВ высоковольтными выключателями .....	30
5.3 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями .....	31
5.4 Компоновка ОРУ 110 кВ трансформаторами тока .....	32
5.5 Компоновка ОРУ-110 кВ ТН .....	33
5.6 Выбор ОПН для ОРУ 110 кВ .....	34
5.7 Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ.....	34
5.7.1 Компоновка КРУ выключателями 10 кВ.....	34
5.7.2 Компоновка КРУ трансформаторами тока 10 кВ .....	35
5.7.3 Компоновка КРУ трансформаторами напряжения 10 кВ.....	36
6 Система оперативного постоянного тока .....	38
7 Выбор релейной защиты и автоматики .....	39
7.1 Микропроцессорное релейная защита ШЭ2607 .....	39
7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора .....	41
8 Молниезащита .....	45

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	48

## ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия является одним из самых универсальных видов энергии. Электрическая энергия производится на электрических станциях и передаётся по линиям электропередачи к потребителям. На этапе передачи электрической энергии от источника к потребителю происходит ее трансформация и распределение.

Выработка электрической энергии происходит на электрических станциях, которые различаются по способу выработки электрической энергии. Существуют электрические станции вырабатывающие электрическую энергию за счет преобразования энергии пара и газа. Так же существуют гидравлические и атомные электрические станции.

Однако передача электрической энергии на большие расстояния невозможна без повышения напряжения. Поэтому в Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) присутствует большое количество электрических подстанций. Подстанции играют важную роль в ЕНЭС, так как выполняют распределение и преобразование напряжения. По месту подстанции в ЕНЭС различают узловые подстанции, тупиковые подстанции, ответвительные подстанции.

Основным оборудованием электрической подстанции является силовой трансформатор, к котором происходит трансформация напряжения.

Силовые трансформаторы различаются по мощности, конструкции, способу охлаждения и классам напряжения обмоток.

При выборе силового трансформатора подстанции необходимо учитывать мощность потребителей и отходящих линий. При этом существуют нормативы по загрузке трансформатора. Для двухтрансформаторных подстанций номинальный коэффициент загрузки составляет 0,7, а для однотрансформаторных 0,9.

Мощности трансформаторов являются стандартными и их выбор производится исходя из ближайшей большей типовой мощности.

Кроме силовых трансформаторов на подстанциях устанавливаются коммутационные аппараты – высоковольтные выключатели, которые предназначены для отключения и включения оборудования в номинальных режимах, при выполнении переключений, а также отключения оборудования в аварийных режимах.

На подстанциях также устанавливаются разъединители, которые не относятся к коммутационным аппаратам, так как с их помощью не производят отключений, а только создают видимый разрыв цепи для безопасности проведения работ.

Для проведения измерений, учета и подключения устройств релейной защиты на подстанции устанавливаются измерительные трансформаторы тока и напряжения. Они выполняют преобразование тока и напряжения в цепи до значений удобных для измерения.

Все оборудование подстанции так же потребляет электрическую энергию, так как приводы выключателей и разъединителей являются электродвигатели, кроме того на подстанции необходимо выполнять, подогрев различного оборудования, освещение территорий распределительных устройств и т.д. Поэтому на подстанции должны устанавливаться трансформаторы собственных нужд, обычно они подключаются со стороны низкого напряжения подстанции.

Рост нагрузок и увеличение электроприемников ставит перед электроэнергетической отраслью задачу постоянной модернизации оборудования. Необходимо производить увеличение мощности с заменой устаревшего оборудования на более современное и надежное.

Поэтому выпускная квалификационная работа, направленная на реконструкцию электрической части подстанции, является актуальной.

Целью выпускной квалификационной работы является: создание надежной системы электроснабжения южного района г. Балаково за счет реконструкции существующей понизительной подстанции филиала ПАО

«МРСК Волги» «Северо-Восточного ПО» «Саратовские распределительные сети». ПС 110/10 кВ «Сазанлей», от которой запитан данный район.

Цель работы может быть достигнута за счет решения следующих задач:

1. Анализа существующего состояния подстанции.
2. Определения электрических нагрузок
3. Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции [4].

При выполнении выпускной квалификационной работы необходимо использовать только современное оборудование, которое рекомендуется нормативными документами. Оборудование так же рекомендуется принимать к установке только российского производства. При выполнении работы все проектные решения должны удовлетворять требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей.



## **1 Характеристика реконструируемой подстанции**

### **1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Сазанлей»**

Подстанция 110/10 кВ «Сазанлей» является действующей и находится на эксплуатации в филиале ПАО «МРСК Волги» «Северо-Восточного ПО» «Саратовские распределительные сети». При этом собственником подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» ПАО «Россети». Подстанция «Санзелей» введена в эксплуатацию в 1973 г. Потребителями подстанции «Санзелей» являются промышленные предприятия и коммунально-бытовые потребители.

По надежности электроснабжения, согласно ПУЭ, на подстанции присутствуют электроприемники, которые могут быть отнесены к потребителям I, II и III категории по надежности электроснабжения. Питание потребителей осуществляется от распределительного устройства напряжением 10 кВ подстанции «Сазанлей» по кабельным (КЛ) и воздушным линиям (ВЛ) электропередачи. Со стороны 110 кВ подстанция «Сазанлей» получает питание по двум , Питание ПС осуществляется от двух одноцепных ВЛ, которые выполнены отпайками от линий ВЛ 110 кВ «Сазанлей-1» и «Сазанлей-2».

«Проведение реконструкции ПС 110/10 кВ «Сазанлей» необходимо для надежного обеспечения электроснабжения 2, 3, 4, 4А, 4Б, 4В микрорайонов города Балаково и поселка Сазанлей, расположенного в черте города Балаково Саратовской области, а также создания необходимого резерва мощности для осуществления технологического присоединения новых потребителей 3В и 3Г микрорайонов. Общая численность населения, запитанного от подстанции составляет более 45 000 человек, три объекта здравоохранения (больницы и поликлиники), десять объектов образования (средние и высшие учебные заведения, школы и детские сады), инфраструктура инженерных сетей - 18 объектов, промышленные предприятия, имеющие ОПО (хранилище аммиака емкостью 2,4 тонны) - 1 шт.» [5]

Подстанция «Сазанлей» в своем составе имеет:

- открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ, которое выполнено по упрощенной схеме (№ 110-4) «с отделителями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой» [5]. Для отключения токов короткого замыкания, на подстанции не предусмотрена установка коммутационных аппаратов – высоковольтных выключателей, поэтому при возникновении короткого замыкания подстанция отключается выключателями установленными на головной (питающей) подстанции.

- закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ выполнено по схеме две секционированные системы шин, так как на подстанции в настоящее время установлено два силовых трансформатора марки ТРДН 25000/110 имеющих расщепленную обмотку низкого напряжения. Каждая секция шин ЗРУ-10 кВ подключена к силовому трансформатору. Соответственно первая и третья секции шин (СШ 1 и СШ 3) подключены к трансформатору Т1 – обмоткам НН1 и НН2 соответственно, а вторая и четвертая секции шин 10 кВ (СШ 2 и СШ 4) подключены к трансформатору Т2 – обмоткам НН1 и НН2 соответственно. От шин подстанции «Сазанлей» запитаны существующие потребители южной части г. Балаково, Саратовской обл., а также потребители вновь строящегося жилого комплекса.

При реконструкции ЗРУ 10 кВ, подстанции «Сазанлей» необходимо рассмотреть вопрос замены существующих ячеек и оборудования на современные, так как ввиду отсутствия запасных частей их обслуживание затруднено, что негативно сказывается на надежности электроснабжения потребителей.

Подстанция 110/10 кВ «Сазанлей» является ответвительной. Для ответвительных подстанций, согласно требованиям и рекомендациям ПАО «ФСК ЕЭС», в частности стандарту организации - СТО 56947007-29.240.30.047-2010, на подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» необходимо выполнить реконструкцию схемы ОРУ 110 кВ и выполнить ее по схеме 110-

4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [5].

«Ввиду дефицита мощности, вывод в ремонт силового оборудования подстанции сопряжен с большим объемом оперативных переключений по переводу нагрузки на другие цепи питания как в сетях Северо-Восточного ПО, так и в сетях Балаковских городских электрических сетей. При этом сроки проведения ремонтных работ и технического обслуживания оборудования, ввиду большого объема переключений, сокращаются на 30-50%. Данный факт негативно сказывается на его техническом состоянии.» [5]

Так как подстанция «Сазанлей» находится в эксплуатации, то вопрос ее реконструкции должен быть рассмотрен отдельно. Для того, чтобы не выполнять отключение потребителей вывод в ремонт одной из воздушной линии 110 кВ можно выполнить только в часы суточного минимума нагрузок – ночное время.

Секционирование систем шин 10 кВ подстанции «Сазанлей» выполнено секционными выключателями марки ВМК-10-20/1250. Питание каждой секции выполнено через вводные выключатели ВМК-10-20/1250. Питание потребителей осуществляется через выключатели ВМК-10-20/630. Все перечисленные выключатели физически и морально устарели и как было сказано выше существует проблема отсутствия запасных частей и проведения их ремонта и обслуживания, поэтому необходимо выполнить их замену на более современные. Согласно стандартам организации ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» на вновь строящихся и реконструируемых объектах напряжением 6(10) кВ к установке необходимо использовать высоковольтные вакуумные выключатели. Так же при выборе оборудования и расчете токов короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции «Сазанлей» учтем, что силовые трансформаторы работают отдельно, то есть секционные выключатели в нормальном режиме разомкнуты, поэтому расчет токов короткого замыкания выполним без учета их параллельной работы.

Согласно существующей схеме подстанции «Сазанлей» 110/10 кВ на распределительном устройстве ОРУ-110 установлены разрядники типа РВС – 110/73 [5], РВС – 110/44 [4]. Разрядники установлены для защиты изоляции силового трансформатора - в нейтралях трансформаторов - РВС – 110/44 а так же от набегающих волн перенапряжений с ВЛ 110 кВ - РВС – 110/73. На стороне 10 кВ для защиты от перенапряжений оборудования ЗРУ установлены вентильные стационарные разрядники марки РВС – 10/11 [5]. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [3], на новых и реконструируемых объектах применение разрядников запрещено и к установке должны приниматься ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН). Поэтому при выборе оборудования ОРУ 110 и ЗРУ 10 кВ должен быть выполнен их выбор.

Для повышения надежности электроснабжения и сокращения времени ремонта на подстанции «Сазанлей» необходимо предусмотреть установку современных шкафов комплектного распределительного устройства (КРУ) обеспечивающих возможность проведения быстрой замены выкатной части ячейки КРУ. Так же на секционных выключателях распределительного устройства 10 кВ должна быть установлена система автоматического ввода резерва (АВР) обеспечивающая включение высоковольтного секционного выключателя при потере питания на одной из секций шин [1].

Анализ оборудования распределительного устройства 10 кВ подстанции «Сазанлей» показал, что необходимо выполнить его комплексную замену, так как оно физически и морально устарело и не соответствует современным нормам и стандартам.

На подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» используется переменный оперативный ток напряжением 380/220 В, питание осуществляется от трансформаторов собственных нужд, через щит собственных нужд (ЩСН). Существующий ЩСН состоит из 2 панелей. Питание трансформаторов собственных нужд выполнено от секций 1 и 3 распределительного устройства 10 кВ.

Так как на подстанции выполняется комплексная замена оборудования распределительного устройства 110 кВ, то при разработке проекта необходимо рассмотреть, в местах установки нового оборудования, реконструкцию заземляющего устройства.

Оперативное обслуживание ПС осуществляется оперативно-выездными бригадами ЦПО филиала ОАО «МРСК Волги»-«Саратовские РС». В состав оперативно-выездной бригады входят два дежурных электромонтера и один ИТР- контролирующий. Старший электромонтер должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальной персонал-группу III.

Проведенный анализ оборудования подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» показал следующие недостатки схемы подстанции:

1. Вентильные разрядники, установленные на подстанции, морально и физически устарели, что может привести к выходу из строя или повреждению дорогостоящего оборудования на подстанции при возникающих перенапряжениях.

2. Схема распределительного устройства 110 кВ – 110-4 выполненная с отделителями и короткозамыкателями в цепях трансформатора не отвечает современным требованиям обеспечения надежности питания потребителей и не допускается применению на современных объектах [4].

3. Физический износ высоковольтного оборудования может служить причиной повышенной аварийности на объекте, что негативным образом сказывается на надежности электроснабжения потребителей, подключенных к подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» [4].

Реконструкция существующей понизительной подстанции напряжением 110/10 «Сазанлей», расположенной в г. Балаково, Саратовской области позволит обеспечить новых потребителей электрической энергией, а также повысит надежность электроснабжения питаемого района. Для выполнения проекта реконструкции подстанции «Сазанлей» необходимо

рассмотреть Технические условия по реконструкции электрической части данной подстанции.

## **1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции**

Согласно техническим условиям (ТУ) при выполнении проекта реконструкции электрической части подстанции «Сазанлей» должны быть рассмотрены следующие этапы:

- Выполнить замену высоковольтного оборудования на стороне 110 кВ подстанции «Сазанлей»;
  - Выполнить расчет, показывающий необходимость замены силовых трансформаторов Т1 и Т2 типа ТРДН-25000/110
  - При реконструкции РУ 10 кВ выполнить замену КРУ на современное с учетом технических требований, предъявляемых к электрооборудованию, устанавливаемому на понизительных подстанциях ПАО «Россети».
- Обеспечить обязательную установку ОПН взамен вентильных разрядников, согласно ПУЭ.

## **1.3 Технические решения при проведении реконструкции**

При реконструкции электрической части ПС 110/10 кВ «Сазанлей» необходимо применить следующие решения:

- ОРУ 110 кВ выполнить по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [15], рисунок 1.1.
- Установить элегазовые высоковольтные выключателей в ОРУ 110 кВ;
- Все оборудование РУ 110 кВ и 10 кВ заменить;
- Ячейки КРУ 10 кВ использовать типа СЭЩ ;
- установить ОПН в РУ 110, 10 кВ [15].

При выборе оборудования предпочтение должно отдаваться оборудованию российского производства, что даст неоспоримое преимущество на этапах заказа и доставки оборудования, а также позволит выполнить своевременный монтаж и наладку оборудования. В последующем это скажется на доступности запасных частей, что снизит эксплуатационные расходы организации эксплуатирующей данную подстанцию.

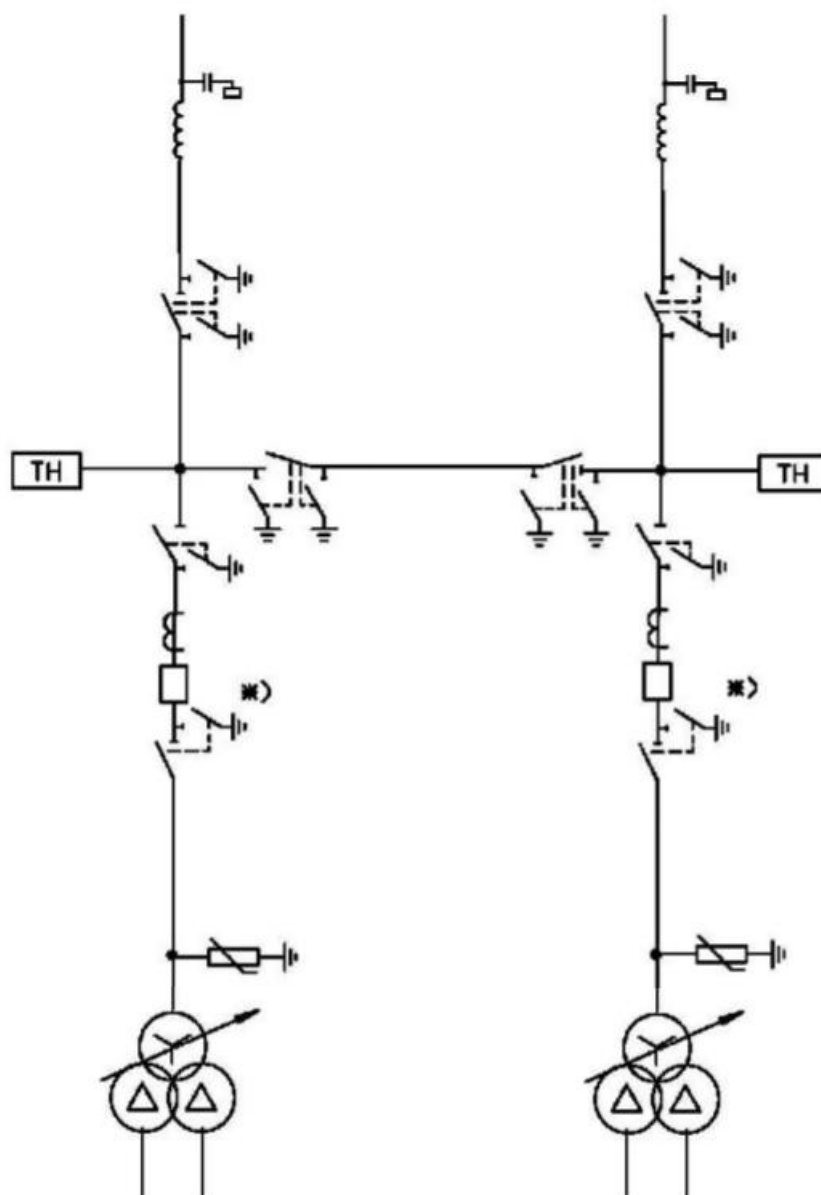


Рисунок 1.1 – Схема РУ 110 кВ после реконструкции

## 2 Определение электрических нагрузок подстанции 110 кВ «Сазанлей»

Согласно плана перспективного развития и заявками на технологическое подключение, отражённых в Схеме и программе развития энергосистемы Саратовской области до 2021 г. [5], а также представленные в таблице 2.1 необходимо выполнить построение прогнозного годового упорядоченного графика полной мощности проектируемой подстанции «Сазанлей». Упорядоченный годовой график подстанции «Сазанлей» представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.1 – План подключения мощностей к ПС 110 кВ «Сазанлей»

Район застройки	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Ввод коммунальной нагрузки в южном районе г. Балаково	47,0	47,0	47,0	49,0	49,4

На основании расчетов, проведенных в Схеме и программе развития энергосистемы Саратовской области до 2021 [5] построим упорядоченный годовой график полной мощности, представленный на рисунке 2.1, подстанции «Сазанлей» учитывающий ввод потребителей до 2012 года. с учетом новых потребителей 2021 году.

Согласно годового упорядоченного графика полной мощности подстанции, рисунок 2.1, полная мощность подстанции составит 49,39 МВА.

Так как на подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТРДН и мощность 25 МВА, то при условии равномерного распределения нагрузки между Т1 и Т2, загрузка силовые трансформаторы будут работать с коэффициентом загрузки равном:

$$k_3 = \frac{S_{\text{ПС}}^{\text{max}}}{2S_T^{\text{ном}}} = \frac{49,39}{2 \cdot 25} = 0,9878.$$

Согласно нормативным документам, допустимый коэффициент загрузки силового трансформатора, установленного на



двухтрансформаторной подстанции должен не превышать значения 0.7, так как должна обеспечиваться возможность не продолжительной допустимой перегрузки силового трансформатора – при которой он будет загружен с  $k_3 = 1,4$ . В аварийной ситуации это условие, для данных трансформаторов ТРДН 25000/110 не обеспечивается, так как в аварийном режиме  $k_3$  будет равен:

$$k_3 = \frac{S_{max}^{ПС}}{S_T^{ном}} = \frac{49,39}{25} = 1,9756.$$

Значение  $k_3$  превышает допустимое, поэтому в проекте должен быть рассмотрен вопрос замены силовых трансформаторов подстанции «Сазанлей».

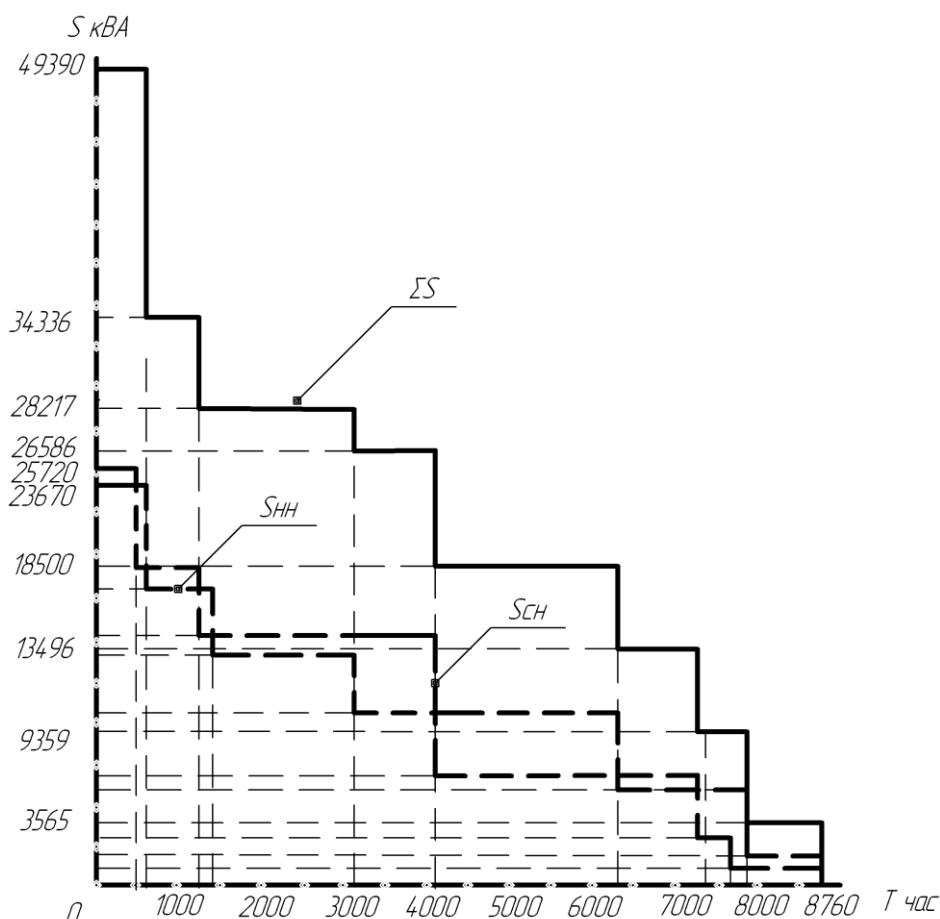


Рисунок 2.1 – Годовой график потребления мощности в 2021 году в день зимнего максимума

### 3 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Сазанлей»

#### 3.1 Выбор марки и номинальной мощности силовых трансформаторов

На основании рисунка 2.1, так же определенной, в п.2 согласно графика (рисунок 2.1) значения максимальной мощности подстанции, по методике представленной в [10] определим силовые трансформаторы необходимые для рассмотрения вариантов замены. потребления мощности, рассмотренного в п.2 определим мощность силовых трансформаторов.

Максимальная мощность подстанции, определенная в п.2 составляет:

$$S_{max} = 49,4 \text{ МВА.}$$

К подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» выполнено подключение потребителей I, II и III категорий надежности электроснабжения. Мощность трансформатора для установки на подстанции должна соответствовать следующему условию, представленному в [10]:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max} \cdot K_{I-II}}{1,4 \cdot (n-1)} \quad (3.1)$$

С данными для подстанции «Сазанлей» приняв коэффициент участия потребителей первой и второй категорий надежности электроснабжения равным 0,85, согласно [10], мощность силового трансформатора должна быть:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max} \cdot K_{I-II}}{1,4 \cdot (n-1)} = \frac{49,4 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2-1)} = 29,99 \text{ (МВА).}$$

Согласно стандартной шкале мощностей силовых трансформаторов в качестве вариантов замены силовых трансформаторов примем первый вариант с установкой двух трансформаторов - ТРДН-32000/110/10, второй вариант с установкой двух трансформаторов - ТРДН-40000/110/10 и третий вариант с установкой двух трансформаторов ТРДН-63000/110/10.

Выполним проверку коэффициентов загрузки для трех вариантов силовых трансформаторов, согласно [10] коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы должен находиться в пределах:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для первого варианта с  $n = 2$ , силовыми трансформаторами мощностью 32 МВА, коэффициент загрузки:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 32} = 0,77$$

Для второго варианта с  $n = 2$ , силовыми трансформаторами мощностью 40 МВА, коэффициент загрузки:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 40} = 0,61$$

Для третьего варианта с  $n = 2$ , силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА, коэффициент загрузки:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 63} = 0,39$$

Расчеты коэффициентов загрузки для трех вариантов установки силовых трансформаторов и проверка согласно условию (3.2) показывает, что вариант с установкой двух силовых трансформаторов марки ТРДН-40000/110/10 является оптимальным, так как единственный удовлетворяет

условию 3.2. Исходя из этого из дальнейшего рассмотрения исключаем варианты 1 и 3, а для дальнейшей установки на подстанции «Сазанлей», принимаем два силовых трансформатора марки ТРДН - 40000/110/10.

### 3.2 Технико-экономический расчет варианта с двумя трансформаторами ТРДН-40000/110/10

Для определения технико-экономической эффективности установки на подстанции «Сазанлей» двух силовых трансформаторов марки ТРДН 40000/110/10/10 согласно данным производителя силовых трансформаторов ООО «Тольяттинский Трансформатор» заполним таблицу с паспортными данными силового трансформатора (СТ), необходимыми для выполнения расчетов.

Таблица 3.1 – Данные силового трансформатора ТРДН 40000/110/10/10

	$S_{ном.Т},$ МВА	Каталожные данные					
		Номинальные напряжения обмоток СТ		$U_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{х},$ %
		Обмотка ВН, кВ	Обмотка НН, кВ				
ТРДН 40000/110/10	40	115,0	10,5	10,5	160	50	0,7
Стоимость трансформатора: 15 100 000 руб.							

Согласно методики расчета, представленной в [4] определим коэффициенты загрузки для обмоток ВН, НН1 и НН2 силового трансформатора согласно выражениям:

$$k_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}; \quad (3.3)$$

$$k_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{49,4}{40,0} = 1,24;$$

$$k_{3.H1} = k_{3.H2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном.Т}}; \quad (3.4)$$

$$k_{3.H1} = k_{3.H2} = \frac{24,7}{40,0} = 0,62$$

где  $S_B, S_H$  – значения максимальных нагрузок обмоток ВН, НН1 и НН2 при условии равномерного распределения нагрузки между обмотками НН.

Определим величину приведенных потерь активной мощности в режиме холостого хода (хх) для силового трансформатора марки ТРДН 40000/110/10, для этого воспользуемся паспортными значениями принятыми в таблице 3.1:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x \quad (3.5)$$

$$P'_x = 50 + 0,05 \cdot 260 = 63,0 \text{ кВт},$$

где,  $Q_x$  значения потерь реактивной мощности в режиме холостого хода определяемые из выражения и паспортных значений тока холостого хода (таблица 3.1):

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (3.6)$$

$$Q_x = \frac{0,65}{100} \cdot 40000 = 260 \text{ квар}.$$

Значение приведенных потерь активной мощности в режиме КЗ для обмоток НН1 и НН2 силового трансформатора, на основании данных представленных в таблице 3.1 определим из выражения:

$$P'_{к.Н1} = P'_{к.Н2} = P_{к.Н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.Н1,2}; \quad (3.7)$$

$$P'_{к.Н1} = 320 + 0,05 \cdot 7350 = 688 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в} ; \quad (3.8)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26 \text{ кВт} ,$$

где  $P_{к.в}$ ,  $P_{к.н1}$ ,  $P_{к.н2}$  - активные потери в обмотках силового трансформатора определяются из выражения:

$$P_{к.в} = 0 ;$$

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} ; \quad (3.9)$$

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 160 = 320 \text{ кВт} .$$

Для силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой и паспортных данных завода изготовителя силовых трансформаторов (таблица 3.1) определим величину потерь реактивной мощности для обмоток ВН, НН1 и НН2 по выражению:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в} (\%)}{100} \cdot S_{номТ} ; \quad (3.10)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар} ;$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2} (\%)}{100} \cdot S_{номТ} ; \quad (3.11)$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар} ,$$

где  $U_{к.в}$ ,  $U_{к.н1}$ ,  $U_{к.н2}$  - значения напряжений короткого замыкания для обмоток ВН, НН1 и НН2 определяемые по выражениям:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} ; \quad (3.12)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \text{ \%} ;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН} ; \quad (3.13)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ \%} .$$

Для выполнения технико-экономического анализа варианта установки силового трансформатора марки ТРДН 40000/110/10/10 определим величину стоимости потерь электрической энергии в силовом трансформаторе,  $I_3$ :

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3; \quad (3.14)$$

$$I_3 = 1884178 \cdot 0,97 = 1827653 \text{ руб.},$$

где  $\Delta W_{nc}$  – величина потерь электрической энергии в силовом трансформаторе,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ ;  $C_3$  – стоимость электроэнергии.

Стоимость электроэнергии согласно методике представленной [4] составит:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_{\max}} + \beta, \quad (3.15)$$

$$C_3 = \frac{270}{3754,96} + 0,9 = 0,97 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $C_3$  – стоимость 1  $\text{кВт} \cdot \text{ч}$  электроэнергии,  $\text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ , данная величина берётся на основании актуальных данных о тарифах сбытовых компаний по уровню напряжения ВН.

Затраты приведенные  $Z_{np}$ :

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_3; \quad (3.16)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 15100000 + 1419400 + 1827652,66 = 5512101 \text{ руб.},$$

где  $K$  - капитальные затраты на оборудование ПС, принимается стоимость только силовых трансформаторов, согласно таблице 3.1она составляет 15100000 руб.

Величину годовых отчислений, согласно методике, представленной в [4] определим из выражения:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K ; \quad (3.17)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 15100000 = 1419400 \text{ руб.},$$

где  $p_{\text{сум}}$  – суммарный коэффициент отчислений равный для подстанций напряжением 110 кВ - 0,094.

Таким образом величина приведенных затрат на установку силовых трансформаторов ТРДН 40000/110/10/10 на подстанции «Сазанлей» составит 5 512 101 руб.



#### 4 Расчёт токов короткого после реконструкции

Расчетные значения токов короткого замыкания 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 [16].

Приведем типовую схему замещения для расчетов токов КЗ ПС 110/10 кВ. Схема замещения ПС 110/10 кВ «Сазанлей» представлена на рисунке 4.1.

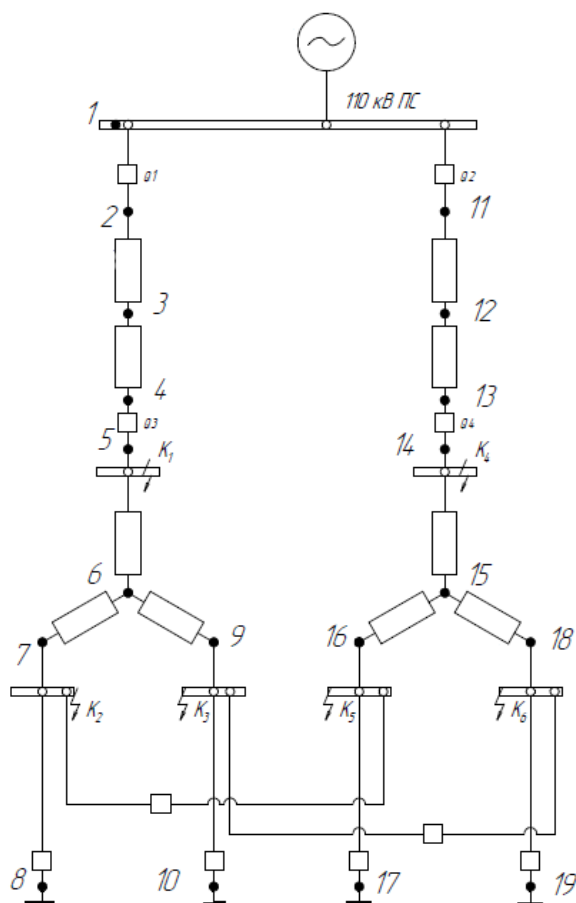


Рисунок 4.1 – Расчетная схема сети 110 и 10 кВ для расчета токов КЗ

Все параметры элементов электрической сети определяются

конструктивными особенностями и внутренними сопротивлениями на основании имеющихся паспортных данных предварительного выбранного оборудования [18].

«Рассчитываем ток КЗ на шинах 110 кВ, при питании от внешней системы электроснабжения» [18]:

«Сопротивление системы определяем по формуле» [18]:

$$x_{*б,c} = \frac{S_{б}}{S_{к}}; \quad (4.1)$$

«Рассчитываем сопротивление системы» [18]:

$$x_{*б,c} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о.е.}$$

«Рассчитываем сопротивление трансформатора согласно номинальным данным» [18]:

$$x_{*б,T_в} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номТ}} \quad (4.2)$$

$$x_{*б,T_в} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,41$$

$$x_{*б,T_{H1}} = x_{*б,T_{H2}} = \frac{U_{к.H1}, \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номТ}} \quad (4.3)$$

$$x_{*б,T_{H1}} = x_{*б,T_{H2}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 5,74.$$

«Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ питающей подстанцию от внешней системы электроснабжения» [18]:

$$x_{*б,l} = x_{y0} l \frac{S_{б}}{U_{cp}^2}; \quad (4.4)$$

$$x_{*б,l} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,$$

где  $U_{к.б} = 1,314 \%$  ,  $U_{к.л1} = U_{к.л2} = 18,375 \%$  – (для трансформатора  $S_{ном} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ).

«Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит» [18]:

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l}; \quad (4.5)$$

$$x_{*рез(\delta)} = 0,2 + 0,13 = 0,33.$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (4.6)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

«Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени» [18]:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\delta}}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta}; \quad (4.7)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 15,2 \text{ кА}.$$

«Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з.» [18]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta}; \quad (4.8)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 33,47 \cdot 1,8 = 38,3 \text{ кА},$$

где  $k_{y\delta} = 1,8$  – ударный коэффициент, определен по методике [18].

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T_g} + x_{*\delta,T_{H1,2}} + x_{*\delta} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К2 определим базисный ток на шинах ВН подстанции» 110/10 кВ [18], который будет равен:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

«Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ рассчитаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания» [18] в начальный момент времени в точке К2:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{10,01} \cdot 91,75 = 9,17 \text{ кА}.$$

Ударный ток [18]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,17 \cdot 1,96 = 25,33 \text{ кА},$$

где  $k_{y\delta} = 1,96$  – определенный ударный коэффициент [18].

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з для ПС 110/10 кВ «Сазанлей»

Шины	Место КЗ	$U_n$ , кВ	$K_{уд}$	$I_{КЗ\text{ВН}}^{110}$ , кА	$I_{КЗ\text{НН}}$	$i_{уд}$ , кА
ВН	К1	115	1,8	15,2	-	38,3
НН	К2	6,3	1,96	-	14,1	25,33

По полученным результатам проведем выбор и компоновку оборудования электрической части понизительной подстанции. Также на

основании полученных значений токов короткого замыкания, можно сделать вывод, что расположение подстанции в энергосистеме Республики Мордовия находится вне зоны с предельными токами короткого замыкания, что существенно упрощает процесс выбора коммутационного оборудования, так как значение ударного тока не превышает 40 кА (стандартное предельная возможность отключения токов короткого замыкания выключателями) и соответственно, не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ.

## 5 Компоновка оборудование электрической части ПС 110 кВ Сазанлей

### 5.1 Исходные данные для выбора оборудования

Согласно требованиям ПУЭ [4], проведем расчет номинального длительного тока:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (5.1)$$
$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 294,3 \text{ А},$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.2)$$
$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 10,5} \cdot 10^3 = 2570 \text{ А}.$$

На первоначальном этапе проведем выбор элегазовых выключателей.

### 5.2 Компоновка ОРУ-110 кВ высоковольтными выключателями

«Выключатель выбирается исходя из сопоставления его параметров, которые подтверждены в ходе испытаний высоковольтных испытаний заводом изготовителем с характеристиками сети в месте установки выключателя в нормальных и аварийных режимах» [11].

«Выключатели выбирают по номинальным параметрам» [9].

«Проверяют на термическую и динамическую стойкость» [12].

«Определяем максимальный ток, протекающий через выключатель в аварийном или ремонтном режиме» [9].

Для компоновки ОРУ 110 кВ рассмотрим два типа элегазовых выключателей [16]:

- Колонковый выключатель ВГТ-110-40/2000У1.

- Баковый выключатель ВГБ-110-31,5/1000 У1.

Данные выключатели по своим техническим характеристикам не отличаются друг от друга, единственное отличие составляет в габаритных размерах и возможности установки встроенного трансформатора тока в вода выключателя ВГБ-110-31,5/1000 У1.

Исходя из выше перечисленного к компоновке ОРУ-110 кВ примем ВГБ-110-40/1600У1.

Условие проверки на стороне ВН:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.3)$$

$$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}, \quad (5.4)$$

«где  $t_{\text{К}}$  – время протекания тока трехфазного КЗ, до отключения выключателя» [18].

Таблица 5.1 – Расчётные значения при выборе ЭВ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ	115 кВ
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	300 А	1600 А
$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}$	15,2 кА <sup>2</sup> с	100 кА <sup>2</sup> с
$i_{\text{у}} < i_{\text{пр.с}}$ ,	38,3 кА	40 кА

### 5.3 Компоновка ОРУ 110 кВ разъединителями

«Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовыми выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки» [20].

Таблица 5.2 – Условия выбора разъединителя типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1

Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с ВКР	Технические характеристики разъединителя
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	300 А	1600 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	15,2 кА <sup>2</sup> с	100 кА <sup>2</sup> с
$i_y < i_{нр.с}$	38,3 кА	40 кА

Выбранный разъединитель соответствует всем требованиям.

#### 5.4 Компоновка ОРУ 110 кВ трансформаторами тока

«Измерительными трансформаторами тока (ТТ) называются трансформаторы, предназначенные для преобразования тока для безопасного и удобного значения, используемого средствами защиты и измерения» [16].

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.

Таблица 5.3 – Условия выбора ТТ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	300 А	100-200-400 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	15,2 кА <sup>2</sup> с	63 кА <sup>2</sup> с
$i_y < i_{нр.с}$	38,3 кА	40 кА

Таблица 5.4 – Технические данные трансформаторов тока ТОГФ-110П УХЛ1, 400-200-100

Технические данные	Наименование параметра
Данные	Количество вторичных обмоток
1 - 5	Класс точности вторичных обмоток для измерений



Продолжение таблицы 5.4

0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5	Класс точности вторичных обмоток для защиты
5P; 10P	Номинальный первичный ток, А
400 (200, 100)	Номинальный вторичный ток $I_{ном}$ , А

Таблица 5.5 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ и 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}$ ,	110 кВ 10 кВ	110 кВ 10 кВ
Длительный номинальный ток		
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$ , в линии 110 кВ	294,3 А	400/5 А
Силовой трансформатор $I_{max} \leq I_{ном}$ , в линии 10 кВ	2750 А	3000/5 А
Секционный выключатель $I_{max} \leq I_{ном}$ , в линии 10 кВ	2750 А	3000/5 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{дин}$ ,	38,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$V_K \leq I_{2тер} t_{тер}$ ,	15,2 кА <sup>2</sup> с	2883 кА <sup>2</sup> с

Кабель с сечением жилы 2,5 мм<sup>2</sup> принимаем к прокладке цепей РЗиА.

### 5.5 Компоновка ОРУ-110 кВ ТН

«Для измерения напряжения, а также для защиты, автоматики и средств учёта электроэнергии Трансформаторы напряжения (ТН)», [22]. ТН установим однофазные, в каждую фазу по одному ТН.

ОРУ-110 кВ komponуем трансформатором напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод») [20].

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит  $S_{2\Sigma} = 19,8$  В·А.

## 5.6 Выбор ОПН для ОРУ 110 кВ

При выборе ОПН для ОРУ-110 кВ руководствовались типовыми техническими решениями [19] и каталогом электрооборудования «Электрощит» [17].

Таблица 5.6 - Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

По условию параметров сети	По условию технических характеристик ОПН
ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1	
Класс напряжения сети, кВ	
110	121
Номинальное напряжение ОПН, кВ	
115	115
Номинальный разрядный ток, кА	
10	40

## 5.7 Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ

В соответствии с Типовыми техническими решениями для подстанций 6-110 кВ [24] будет установлено оборудование КРУ 10 кВ с ячейками СЭЩ.

Применение данных ячеек обеспечит соответствует требованиям [24]. Также данные ячейки соответствуют не только всем современным техническим и технологическим требованиям, а также имеют высокую степень защиты оперативно-ремонтного персонала от ошибочных действий, что обеспечивает высокую степень безопасности, при этом наглядная мнемоническая схема, выполненная в данных ячейках, позволяет визуально определить оперативное положение коммутационных аппаратов, что является одним из преимуществ данного электрооборудования в эксплуатации.

### 5.7.1 Компоновка КРУ выключателями 10 кВ

«Внутри шкафа КРУ серии СЭЩ-70 входят вакуумные выключатели типа ВВУ-10-20/2500У2 с пружинным приводом, выберем вакуумные

выключатели по номинальным параметрам, а также проверяют на термическую и динамическую стойкость» [9].

«Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений» [9] по ГОСТ Р 52565 -2006.

Таблица 5.7 – Компоновка КРУ выключателями 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{нр} > U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	2570 А	3150 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{К}^2 \times t_{К}$	14,1 кА <sup>2</sup> с	100 кА <sup>2</sup> с
$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$	25,3 кА	31,5 кА



Рисунок 5.1 – КРУ типа КРУ-СЭЩ-70

### 5.7.2 Компоновка КРУ трансформаторами тока 10 кВ

Компонуем КРУ типа СЭЩ трансформаторами тока типа: ТОЛ – СЭЩ – 10 ЗАО «Самарский электрощит» г. Самара.

Данные трансформаторы производятся на том же заводе, где и ячейки КРУ, таким образом высокая степень сборки повысит качество монтажа при реконструкции ПС 110 кВ Сазанлей.

Таблица 5.8 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ – 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные: ТОЛ-СЭЩ 10 кВ
$U_{уст} \leq U_{ном}, 10 \text{ кВ}$	10 кВ
$I_{max} = 2055 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{уд} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сопротивление подключаемых контрольных кабелей:

$$r_{проб} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТОГФ – 110 кВ полное допустимое сопротивление вторичной цепи составляет  $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$ .

Сечение контрольного кабеля равно:

$$r_{пров} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Принимаем сечение кабеля S - 4мм<sup>2</sup>.

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вторичной нагрузки равно:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

### 5.7.3 Компоновка КРУ трансформаторами напряжения 10 кВ

Принимаем к установке в КРУ типа СЭЩ трансформаторы напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10.

Выбранный трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков,  $75 \text{ В} \cdot \text{А}$ .



Рисунок 5.2 – Внешний вид НАЛИ-СЭЦ для установке в КРУ-СЭЦ-70

## **6 Система оперативного постоянного тока**

Проведенный в п.1 анализ подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» показал, что на подстанции в настоящее время используется система переменного оперативного тока. Согласно действующим стандартам ПАО «ФСК ЕЭС» на вновь сооружаемых и реконструируемых объектах необходимо применять только систему оперативного постоянного тока (СОПТ).

Система оперативного постоянного тока обеспечивает гарантированное питание оперативных цепей, устройств микропроцессорной защиты и автоматики, электромагнитов управления положением выключателей.

На подстанции «Сазанлей», согласно [20] СОПТ должна обеспечивать следующие функции: «прием электрической энергии от выпрямительных устройств и аккумуляторных батарей; распределение электрической энергии по цепям собственных нужд постоянного тока; измерение тока заряда и подзаряда аккумуляторных батарей; контроль напряжения на секциях шин РУ; контроль и измерение сопротивления изоляции сети» [20].

В нормальном режиме питание потребителей собственных нужд подстанции «Сазанлей» 110/10 кВ обеспечивает выпрямительной установкой. Данная установка, кроме функции обеспечения питания потребителей выполняет функцию контроля и поддержания заряда аккумуляторных батарей. Если выпрямительная установка не может обеспечить единовременную мощность необходимую для питания потребителей постоянного тока, то работу вступает аккумуляторная батарея. В случае аварийной ситуации на подстанции и исчезновения напряжения со стороны системы мощность аккумуляторных батарей полностью обеспечивают работу потребителей СОПТ.

## **7 Выбор релейной защиты и автоматики**

### **7.1 Микропроцессорное релейная защита ШЭ2607**

В ВКР рассматривается реконструкция УРЗА в объеме, необходимом при замене первичного оборудования.

В структуру комплекса РЗА входят:

1) основная защита силового трансформатора на базе терминала "Сириус-Т" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект защиты БПВА.468263.006-01 (комплект А01 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- ДЗТ с торможением от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- ДТО;
- МТЗ ВН;
- ЗП ВН;
- пуск автоматики охлаждения;
- блокировку РПН при перегрузке;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней ГЗ Т, ГЗ РПН Т, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;
- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

2) резервная защита трансформатора и АУВ ВВ-110 кВ на базе терминала "Сириус-УВ" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.022-01 (комплект А02 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

- МТЗ ВН от многофазных КЗ;
- АУВ;
- УРОВ;
- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;

– контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора;

3) защита ВВ-10 кВ на базе терминала "Сириус-2-В" производства ЗАО «Радиус-Автоматика», который входит в комплект БПВА.468263.004 (комплект А03 шкафа ШЭРА-Т-4002), выполняющий следующие функции:

– трехступенчатая МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;

– защита минимального напряжения;

– ЛЗШ;

– АУВ;

– УРОВ;

– однократное АПВ;

4) АРКТ трансформатора на базе терминала "Сириус-2-РН" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.005-01 (комплект А04 шкафа ШЭРА-ТТ-4002), выполняющий следующие функции:

– автоматического поддержания напряжения в заданных пределах;

– ручного регулирования напряжения;

– блокировку РПН при обнаружении неисправности привода РПН;

– блокировку РПН от внешних сигналов;

– блокировку РПН при перегрузках трансформатора;

– блокировку РПН при превышении  $3U_0$ ;

– формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН;

5) защита СВ-10 кВ на базе терминала "Сириус-2-С" производства ЗАО "Радиус-Автоматика", который входит в комплект БПВА.468263.008 (комплект А01 шкафа ШЭРА-С10-3001), выполняющий следующие функции:

– трехступенчатая МТЗ;

– АУВ;

– УРОВ;



- ЛЗШ;
- АВР;

## **7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора**

Защита и автоматика силовых трансформаторов на подстанции выполнена на базе Сириус-Т.

Основная защита силовых трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных терминалов Сириус-Т и содержит следующие функции:

- измерение фазных токов;
- измерение линейного и фазного напряжения;
- измерение частоты;
- дифференциальную токовую защиту трансформатора Т;
- МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- МТЗ от замыканий на землю с действием на сигнал;
- защиту от перегрузки по стороне 110/10 кВ с действием на сигнал;
- УРОВ ВН трансформатора.

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.

Исходя из рекомендаций завода изготовителя определим на стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} \quad (7.1)$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078,$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя на стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}},$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя уставки по току находятся:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,9 \text{ А.}$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя ток срабатывания:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}},$$

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 \text{ A.}$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.\text{min}}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)};$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 \text{ A};$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I^{ДО} \cdot CP}{K_{B_1}};$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 \text{ A. } I_{УСТ.ВН}^{ДО} = 28 \text{ A.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I^{ДО} \cdot CP}{K_{B_2}};$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ A.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = 30 \text{ A.}$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{\text{СЗ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ А.}$$

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{К1 min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ А ;}$$

$$k_{\text{ц}} = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Первая ступень отсечки шкафа защит удовлетворяет требованиям.

Таблица 7.1 – Значения токов КЗ

Сторона силового трансформатора	Положение обмоток РПН	Ток КЗ
Сторона 110 кВ	Максимальный	$I_{\text{К1 MAX}}^{(3)\text{ВН}} = 15200 \text{ А}$
	Минимальный	$I_{\text{К1 MIN}}^{(3)\text{ВН}} = 10157 \text{ А}$
Сторона 10 кВ	Максимальный	$I_{\text{К2 MAX}}^{(3)\text{НН}} = 14100 \text{ А}$
	Минимальный	$I_{\text{К2 MIN}}^{(3)\text{НН}} = 6500 \text{ А}$

## 8 Молниезащита

Защита вновь устанавливаемого оборудования от прямых ударов молнии (ПУМ) осуществляется при помощи четырех отдельно стоящих молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах высотой 19,3 м и молниеотводов, установленных на ячейковых порталах 110 кВ. Дополнительные мероприятия по защите электрооборудования от ПУМ не требуются.

В соответствии с требованиями раздела 5 СТО-56947007-29.240.10.028-2009.

Молниезащита ПС выполнена с расчетом зон молниезащиты для различных высотных отметок зданий и установленного на ПС оборудования.

Для ограничения дуговых перенапряжений и устранения феррорезонансных явлений при одно-временном обеспечении длительной работы сети 10 кВ с ОЗЗ, предусмотрена установка высокоомных заземляющих резисторов. Мощность и тип резисторов определены проектной и рабочей документацией и в данной работе не рассматривались. При этом учтено, что высокоомные защитные резисторы должны быть изготовлены из экологически чистого композиционного материала типа «ЭКОМ» (например типа РЗ). Подключение резисторов осуществляется через свои разъединители, параллельно ДГР.

Выбор технических характеристик основного оборудования выполнен по номинальному напряжению, по режиму максимальных нагрузок, токам короткого замыкания и в соответствии с техническим заданием.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Сазанлей», расположенной в г. Балаково, Саратовской области. При выполнении проекта реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» в работе рассмотрены решения обеспечивающие надёжное электроснабжение потребителей подстанции расположенных в южном районе г. Балаково, Саратовской области.

На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен комплексный анализ подстанции 110/10 кВ «Сазанлей». Применяемая схема не соответствует современным требованиям и нормам и должна быть заменена. Для замены на подстанции «Сазанлей» 110/10 кВ выбрана схема, рекомендуемая к применению на тупиковых и ответвительных подстанциях. Согласно стандартам организации ПАО «ФСК ЕЭС» для ОРУ 110 кВ применена схема 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [5]. Выполнен анализ оборудования подстанции «Сазанлей» 110/10 кВ показавший, что все оборудование морально и физически устарело и требует комплексной замены.

В настоящее время на подстанции «Сазанлей» 110/10 кВ установлены силовые трансформаторы марки ТРДН с номинальной мощностью 25 МВА. Согласно программе развития сетей и планируемого роста нагрузок подстанции до 2021 года, был построен годовой упорядоченный график полной мощности подстанции. Исходя из графика и была определена максимальная мощность подстанции в 2021 году которая составила 49,4 МВА. Выполнен расчет коэффициента загрузки существующих силовых трансформаторов мощностью 25 МВА и получено, что трансформаторы мощностью 25 МВА не смогут справиться с возросшей нагрузкой.

На основании этого в работе выполнен расчет требуемой мощности силовых трансформаторов. Согласно этим расчетам на подстанции необходимо установить силовой трансформатор с мощностью большей чем 29,99 МВА. По стандартной шкале мощностей силовых трансформаторов к рассмотрению приняты три варианта установки. Первый с двумя СТ ТРДН 32000/110/10, второй вариант с двумя СТ ТРДН 40000/110/10 и третий вариант с двумя СТ ТРДН 63000/110/10.

По результатам проведенного сравнения и оценки вариантов установки силовых трансформаторов, на подстанции «Сазанлей» 110/10 предлагается установить СТ ТРДН 40000/110/10.

Выполнен расчет значений токов короткого замыкания на шинах подстанции «Сазанлей». Результаты расчета токов КЗ использованы при выборе и проверке оборудования подстанции принимаемое к установке на стороне 110 и 10 кВ

При реконструкции подстанции «Сазанлей» проектом предусматривается замена системы переменного оперативного тока, на систему постоянного оперативного тока, которая обеспечит более высокую надежность подстанции «Сазанлей».

Выполнен расчет релейной защиты силового трансформатора ТРДН 40000/110/10. В ВКР рассмотрен вопрос обеспечения защиты оборудования подстанции «Сазанлей» от прямых ударов молнии.

Разработанный проект реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Сазанлей» соответствует всем действующим нормам и правилам проектирования электрической части понизительных подстанций.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
5. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Саратовской области на 2017-2021 году. Утв. Постановлением Губернатора Саратовской области от 18.12.2016г.
6. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 288 с.
7. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. - М.: ЭНАС, 2014. - 208 с.
8. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. - Тольятти: ТГУ, 2016. - 75 с.
9. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.130.01.145-2013.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.130.01.145-2013.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).
10. 7. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/СТО\\_34.01-4.1-007-2018.pdf](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).



11. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 142 с.

12. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. - 111 с.

13. Методические указания по выбору оборудования СОПТ // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.120.40.216-2016.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.216-2016.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

14. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.

15. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. - 3-е изд. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

16. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.

17. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. - М.: Академия, 2013. - 448 с.

18. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 15.06.2018).

19. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO\\_56947007-29.120.40.041-2010\\_s\\_izm\\_14122012\\_28012015.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

20. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. - Тольятти: ТГУ, 2015. - 124 с.

21. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: [http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/СТО\\_34.01-4.1-007-2018.pdf](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

22. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: [https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf](https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

23. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/СТО-6947007-29.120.70.042-2010.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/СТО-6947007-29.120.70.042-2010.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

24. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

25. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.

26. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

27. 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 с.

28. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.