

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ПС «Дмитриев» 110/35/10 кВ

Обучающийся

С.Э. Раджабов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент И.В. Горохов

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

Консультант

к.филол.н., доцент С.Ю. Мамушкина

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

Тольятти 2025

Аннотация

В настоящей выпускной квалификационной работе была выполнена реконструкция электрической части понижающей подстанции ПС «Дмитриев» с тремя ступенями напряжения 110/35/10 кВ в связи с политикой развития Курской области 2023–2027 гг. установленная полная мощность к 2027 году составит 22,5 МВА.

Для достижения установленной мощности было заменено два силовых трансформатора мощностью 10 МВА, на более мощные аналоги с номинальной полной мощностью 25 МВА.

Выполнен расчет токов симметричного и несимметричного короткого замыкания для понижающей подстанции. На основании токов КЗ, далее было проверено все ЭО на термическую и электродинамическую стойкость.

Выполнена замена силового оборудования на всех ступенях напряжения в связи с физическим его износом.

Выбрана электрическая схема на ПС, рассчитана система заземления и система молниезащиты на ПС «Дмитриев».

Выполнен расчет уставок микропроцессорной РЗА на подстанции.

Рассчитан и принят к установке трансформатор собственных нужд на ПС.

Выпускная квалификационная работа изложена на 72 страницах. Включает в себя девять разделов, 78 формул, шесть рисунков, шесть таблиц и двадцать девять литературных источников.

Abstract

In this final qualification work, the reconstruction of the electrical part of the Dmitriev step-down substation (SS) with three voltage levels 110/35/10 kV was carried out, in connection with the development policy of the Kursk region for 2023–2027. The installed total capacity by 2027 will be 22.5 MVA.

To achieve the set capacity, two power transformers with a capacity of 10 MVA were replaced with more powerful counterparts, with a nominal total capacity of 25 MVA.

The calculation of symmetrical and asymmetrical short-circuit currents for the step-down substation was performed. Based on the short-circuit currents, all electrical equipment was checked for thermal and electrodynamic stability.

Power equipment was replaced at all voltage levels due to its physical wear.

An electrical circuit for the SS was selected, the grounding system and lightning protection system for the Dmitriev SS were calculated.

The settings for the microprocessor-based relay protection and automation system at the substation were calculated.

A station service transformer was designed and accepted for installation at the SS.

The final qualification work is presented in 72 pages, including nine sections, 78 formulas, six figures, six tables, and twenty-nine literary sources.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика понижающей подстанции 110/35/10 кВ Дмитриев филиала «Курскэнерго».....	7
2 Расчет электрической нагрузки на ПС Дмитриев	9
3 Техничко – экономический расчет силовых трансформаторов ТДТН	12
3.1 Расчет потерь в силовом трансформаторе ТДТН 16000 кВА	13
3.2 Расчет потерь в силовом трансформаторе ТДТН 25000 кВА.....	24
4 Схема электрическая ОРУ 110 кВ ПС Дмитриев.....	28
5 Расчет симметричного тока короткого замыкания на ПС.....	30
6 Выбор нового электрооборудования на ПС Дмитриев	38
6.1 Высоковольтный силовой выключатель на стороне 110/35/10.....	38
6.2 Разъединитель на стороне 110/35.....	42
6.3 Выбор гибкого токопровода на ВН и СН подстанции Дмитриев.....	44
6.4 Выбор жесткого токопровода на стороне НН ПС Дмитриев	48
6.5 Выбор ограничителя перенапряжений на 110/35/10.....	50
6.6 Выбор измерительного тн на стороне 35 и 10 кВ.....	52
6.7 Выбор трансформатора тока на стороне 110/35/10 ПС Дмитриев....	52
7 Расчет заземления и молниезащитного электрооборудования на ПС...	54
7.1 Выбор молниеотводов на понижающей подстанции.....	54
7.2 Расчет системы заземления на ПС Дмитриев.....	55
8 Релейная защита и автоматика на ПС Дмитриев.....	60
9 Расчет собственных нужд ПС Дмитриев.....	66
Заключение.....	68
Список используемых источников.....	70

Введение

Неотъемлемая часть энергетической политики Российской Федерации – это развитие и модернизация энергетической инфраструктуры (Энергетическая стратегия России на период до 2035 года). Одной из ключевых задач этой стратегии является повышение надёжности электроснабжения (далее по тексту ЭСН) и обновление устаревших объектов электросетевого хозяйства (далее по тексту ЭХ). В условиях растущего потребления электроэнергии, особенно в промышленном секторе, модернизация подстанций и увеличение пропускной способности сетей становится крайне актуальной. Постепенное увеличение нагрузки на электроэнергетическую систему (далее по тексту ЭЭС) требует оперативного обновления сетевых объектов для обеспечения их бесперебойной работы и снижения риска аварийных ситуаций.

Подстанция «Дмитриев» 110/35/10 кВ находится в управлении ПАО «Россети Центр». Располагается понизительная подстанция в Курской области. Она обеспечивает электроэнергией промышленные предприятия и объекты социальной инфраструктуры. Среди ключевых потребителей подстанции – ООО «Курская металлургическая компания», АО «Курскхимволокно» и социальные объекты города Дмитриев (школы, лечебно-медицинские учреждения, жилые помещения).

Из-за длительной эксплуатации оборудование подстанции сильно изнашивается. Особенно это касается силовых трансформаторов (далее по тексту СТ), распределительных устройств (далее по тексту РУ) и систем релейной защиты (далее по тексту РЗА), которые уже не обеспечивают достаточный уровень надёжности. Это создаёт риск перебоев в подаче электроэнергии, что особенно опасно для промышленных объектов, так как даже не большой простой на предприятии может сулить организации огромными финансовыми потерями и убытками [29].

Программа развития Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) утверждена в 2013 году Министерством энергетики Российской Федерации и реализуется с участием таких ключевых компаний, как ПАО «Россети» и ФСК ЕЭС (Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы).

Федеральный закон №35-ФЗ «Об электроэнергетике» закрепляет необходимость модернизации и реконструкции объектов ЭХ. Закон направлен на повышение эффективности использования энергоресурсов и улучшение управления электросетями.

На модернизацию электросетей Курска и приграничных районов запланировано 8,9 млрд руб. Средства пойдут на реконструкцию магистральных подстанций, защиту объектов в приграничных зонах, резервные источники питания, а также обеспечение выпуска мощности новых энергоблоков Курской АЭС. С 2018 по 2022 год закуплено электрооборудование:

- высоковольтные выключатели (реклоузеры);
- АСВП – провода для воздушных линий;
- комплектные трансформаторные подстанции (далее по тексту КТП), с номинальной полной установленной мощностью в 135 МВА.

1 Краткая характеристика понижающей подстанции 110/35/10 кВ Дмитриев филиала «Курскэнерго»

Понижающая подстанция (далее по тексту ПС) «Дмитриев» с номинальным напряжением на высокой стороне 110 кВ, на средней стороне 35 кВ, и на низкой стороне 10 кВ располагается в северо-западной части Курской области, рядом с городом Дмитриев. Координаты ПС Дмитриев согласно энергетической базе распределения питания 52.1279° – северной широты (с.ш.), и 35.0737° – восточной долготы (в.д.). В 1959 году ПС впервые осуществила свою работу. На 2024 год электроснабжение потребителей осуществляется с помощью воздушных линий (далее по тексту ВЛ), с номинальным классом напряжения 35 кВ и 10 кВ соответственно.

Климат Курской области оказывает прямое влияние на эксплуатацию электротехнического оборудования (далее по тексту ЭО). Температура зимой в регионе колеблется в пределах от -7°C до -9°C , а летом – от $+18^{\circ}\text{C}$ до $+20^{\circ}\text{C}$. Для оборудования это означает необходимость работы при значительных температурных перепадах. В холодное время года важна устойчивость к морозам, чтобы обеспечить бесперебойную работу всех систем электроснабжения. Летом оборудование должно выдерживать повышенные температуры без снижения производительности.

Осадки, которые выпадают в течение всего года, но более интенсивно в тёплое время, создают дополнительные требования к защите оборудования от воздействия влаги. Зимой осадки выпадают в виде снега, что может приводить к обледенению, особенно на линиях электропередач. Это делает необходимой защиту от коррозии и использование материалов, устойчивых к воздействию воды.

Конструкции для внешней установки должны иметь повышенную стойкость к погодным воздействиям, чтобы поддерживать их надёжность в условиях частого намокания и замерзания.

Повышенная влажность воздуха на протяжении года может влиять на внутренние компоненты оборудования, вызывая их коррозию. Поэтому для эффективной работы устройств применяются защитные покрытия и материалы, устойчивые к влажности и коррозии.

Обледенение, вызванное сильными ветрами в зимний период, также требует усиления конструкций, особенно в отношении опор ЛЭП и распределительных устройств.

ЭО, используемое в Курской области, должно соответствовать требованиям, которые учитывают работу в умеренном и холодном климате. Следовательно, не всё действующее ЭО на ПС «Дмитриев» 110/35/10 соответствует климатическим условиям работы в данной местности.

Территориально понижающая подстанция изображена на рисунке 1.

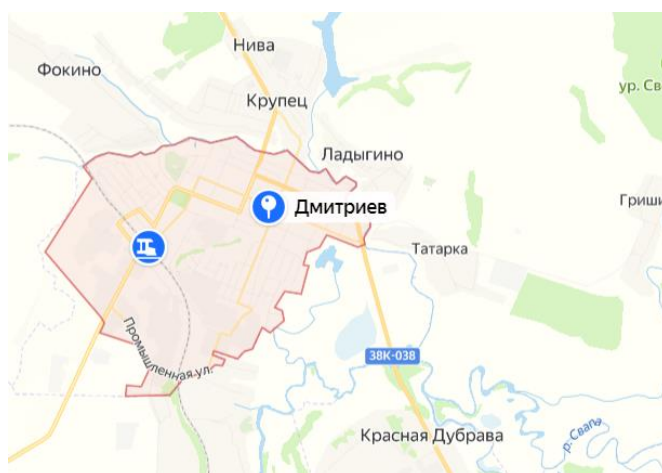


Рисунок 1 – Географическое расположение ПС 110/35/10 кВ «Дмитриев»

Вывод по разделу 1. В этом разделе мы рассмотрели краткую характеристику объекта выпускной квалификационной работы (понижающая подстанция 110/35/10 кВ Дмитриев), а также ознакомились с действующим установленным оборудованием на ПС и проанализировали климатические условия региона Курской области, для выявления какого исполнения должно быть наше модернизированное электрооборудование.

2 Расчет электрической нагрузки на ПС Дмитриев

Подстанция «Дмитриев» была введена в эксплуатацию в 1959 году, она обеспечивает распределение электрической энергии в Железнодорожном энергорайоне Курской области. За двадцатый век, данная подстанция не модернизировалась и не реконструировалась. Согласно плану развития электроэнергетики Курской области на 2023 – 2027 год, планируется увеличение установленной мощности данной ПС примерно на 50÷60 %.

На подстанции установлены два силовых трансформатора марки ТДТН с номинальной мощностью в 10 МВА (каждый). Полная мощность ПС Дмитриев на 2024 год составляет $\approx 14,513$ МВА ($S_{\text{Дмитриев}}$), а выработка электрической энергии достигает значений 105633 МВт·ч ($W_{\text{Дмитриев}}$).

Согласно ожиданиям перспективной полной мощности, рассчитаем новое значение $S_{\text{Дмитриев}}$ с учетом плана развития по формуле 1 [7]:

$$S_{\text{персп}} = K_{\text{перс}} \cdot S_{\text{Дмитриев}} ; \quad (1)$$

где $K_{\text{перс}}$ – коэффициент, показывающий на сколько увеличится установленная полная мощность на ПС Дмитриев к концу плана развития (принимая среднее значение между 50 и 60, это 55, следовательно, 1,55).

$$S_{\text{персп}} = 1,55 \cdot 14,513 = 22,5 \text{ МВА} .$$

Далее с учетом коэффициента мощности потребителей на ПС, найдем перспективную активную мощность на 2027 год по формуле 2 [24]:

$$P_{\text{персп}} = \cos \varphi \cdot S_{\text{персп}} ; \quad (2)$$

где $\cos \varphi$ – усредненный коэффициент мощности потребителей на понижающей подстанции

$$P_{\text{персп}} = 0,88 \cdot 22,5 = 19,8 \text{ МВт}. \quad (2)$$

Теперь, когда мы знаем значение активной перспективной мощности на ПС ($P_{\text{персп}}$), и количество электрической энергии, выработанной на ПС ($W_{\text{Дмитриев}}$), можем найти продолжительность годовой загрузки подстанции ($T_{\text{м}}$).

Максимальная продолжительность годовой нагрузки подстанции – это период времени в году, когда подстанция работает на предельно высокой мощности, близкой к её техническим возможностям. Этот параметр позволяет точно определить, когда оборудование используется наиболее интенсивно. Изучение таких периодов помогает точно выявить пики нагрузки, что важно для правильного планирования эксплуатации и предотвращения перегрузок оборудования в дальнейшем [25].

Рассчитаем $T_{\text{м}}$ по формуле 3 [24]:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{Дмитриев}}}{P_{\text{персп}}}; \quad (3)$$

$$T_{\text{м}} = \frac{105633}{19,8} = 5335 \text{ ч}.$$

Следующий шаг – это расчет среднегодового коэффициента использования установленной мощности (формула 4):

$$K_{\text{сред}} = \frac{T_{\text{м}}}{N}; \quad (4)$$

где N – количество часов в году, не учитывая високосный год (8760 часов = 365 дней · 24 часа).

$$K_{\text{сред}} = \frac{5335}{8760} = 0,61.$$

Годовой график нагрузки с учетом развития представлен на рисунке 2.

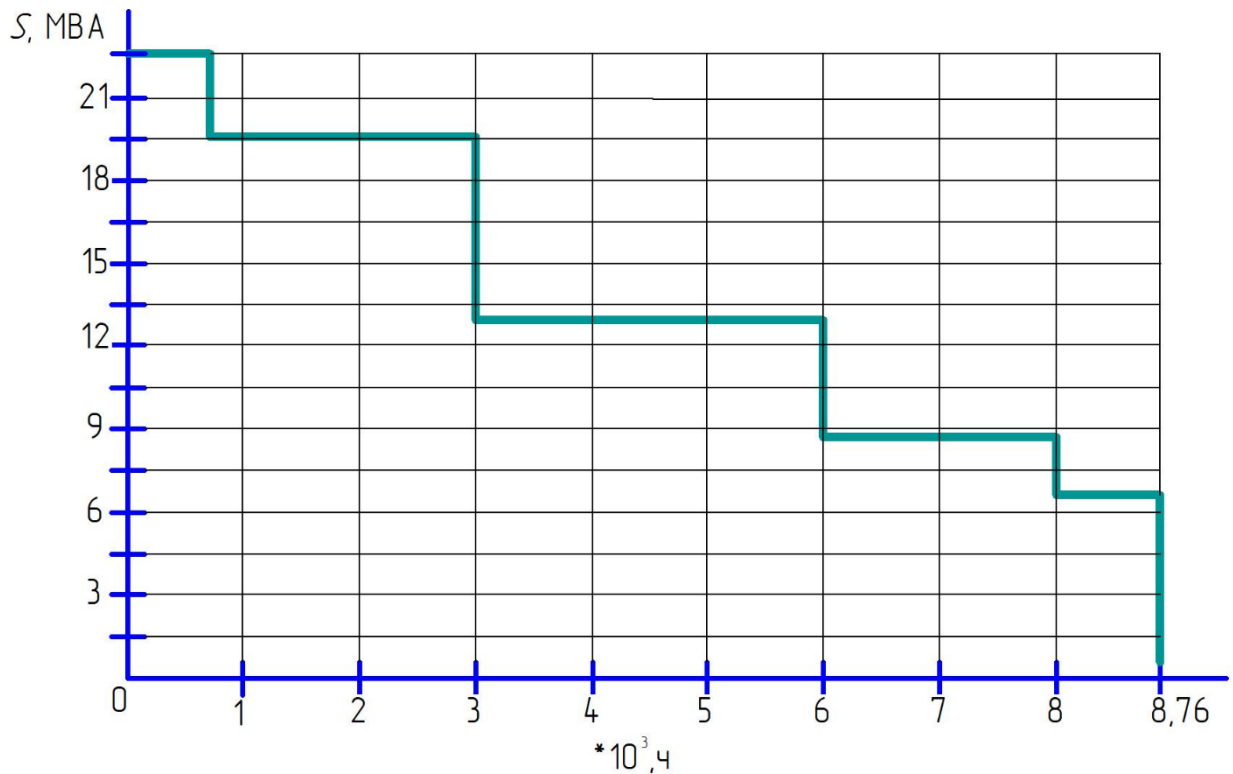


Рисунок 2 – Перспективный график полной мощности на ПС «Дмитриев»

Вывод по разделу 2. В данном разделе мы рассчитали перспективную полную мощность ПС Дмитриев (Железнодорожный энергорайон Курской области) на 2027 год она составила $S_{\text{персп}} = 22,5$ МВА, нашли $P_{\text{персп}} = 19,8$ МВт, далее нашли максимальную продолжительность годовой нагрузки, она составила 5335 ч, из 8760 часов, составили годовой график нагрузки, нашли среднегодовой коэффициент использования установленной мощности (0,61).

3 Технико – экономический расчет силовых трансформаторов ТДТН

Согласно информации ПАО Россети, на ПС «Дмитриев» 110/35/10 кВ на 2024 год используются два силовых трансформатора марки ТДТН с номинальной установленной полной мощностью 10000 кВА, напряжение на вводе ВН 110 кВ, на СН 35 кВ, на НН 10 кВ.

Для проведения технического расчета нам необходимо узнать паспортные значения электротехнических параметров силового трансформатора. Они представлены в [19].

Согласно схеме развития электроэнергетики Курской области на 2023 – 2027 год совместно с ПАО Россети был проанализирован фрагмент ЭЭС (Железногорский энергорайон) по результатам которого было выявлено, что к 2027 году перспективная полная мощность достигнет значения в 50÷60% от мощности на данный момент на ПС (в разделе 2 мы выбрали 55% как среднее значение между 50 и 60). Следовательно, установленные силовые трансформаторы на понижающей подстанции Дмитриев не удовлетворяет требования по установленной номинальной мощности и необходимо их заменить, на более мощные аналоги.

Количество потребителей электрической энергии (далее по тексту ЭЭ) в Курской области расчет с каждым годом. В рамках энергетической стратегии в Российской Федерации на период до 2035 года необходимо модернизировать и реконструировать электрооборудование на ПС, чтобы повысить надежность электроснабжения, уменьшить потери электроэнергии и увеличить пропускную способность сетей.

Поскольку трансформаторная подстанция имеет количество трансформаторов – 2, то нам необходимо рассчитать максимально возможную установленную полную мощность каждого силового трансформатора (СТ) по формуле 5 [24]:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{персп}} ; \quad (5)$$

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot 22,5 = 15,75 \text{ МВА} .$$

Электрический расчет полной мощности каждого СТ, подтверждает тот факт что действующие СТ с номинальной мощностью в 10 МВА, не могут удовлетворять политике развития Курской области на период 2023÷2027.

Для рассмотрения потенциальных силовых трансформаторов к установке на ПС возьмем СТ с номинальной установленной мощностью 16 МВА и 25 МВА соответственно.

3.1 Расчет потерь в силовом трансформаторе ТДТН 16000 кВА

Расчет электрических потерь состоит из нахождения приведенного значения потерь активной мощности (формула 6) в СТ (силовом трансформаторе) [4]:

$$P_{\text{привед}} = P_{\text{привХ.Х}} + \kappa_{\text{з.в}}^2 \cdot P_{\text{привк.в}} + \kappa_{\text{з.с}}^2 \cdot P_{\text{привк.с}} + \kappa_{\text{з.н}}^2 \cdot P_{\text{привк.н}} ; \quad (6)$$

где $P_{\text{привХ.Х}}$ – активные потери на холостом ходу (привед.), кВт,

$\kappa_{\text{з.в}}$ – загрузочный коэффициент стороны высокого напряжения на ПС
Дмитриев,

$P_{\text{привк.в}}$ – активные потери короткого замыкания на высокой стороне
(ВН), кВт,

$\kappa_{\text{з.с}}$ – загрузочный коэффициент стороны среднего напряжения на ПС
Дмитриев,

$P_{\text{привк.с}}$ – активные потери короткого замыкания на средней стороне
(СН), кВт,

$\kappa_{з.н}$ – загрузочный коэффициент стороны низкого напряжения на ПС
 Дмитриев,
 $P_{\text{привк.н}}$ – активные потери короткого замыкания на низкой стороне
 (НН), кВт.

Найдем первую составляющую из формулы 6, это расчет приведенных
 активных потерь на ХХ (холостой ход) по формуле 7 [1]:

$$P_{\text{привХ.Х}} = P_{\text{Х.Х}} + \kappa_{un} \cdot Q_{\text{Х.Х}}; \quad (7)$$

где $P_{\text{Х.Х}}$ – паспортное значение потерь трансформатора на Х.Х, кВт,
 κ_{un} – приближенное значение, отвечающее за то, насколько далеко
 потребители электрической энергии (далее по тексту ЭЭ) находятся от
 источника генерации ЭЭ,
 $Q_{\text{Х.Х}}$ – реактивные потери трансформатора на Х.Х, квар.

$P_{\text{Х.Х}}$ и κ_{un} нам уже известны по исходным данным, а вот реактивные
 потери на ХХ, найдем по формуле 8 [1]:

$$Q_{\text{Х.Х}} = \frac{I_{\text{Х.Х}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}; \quad (8)$$

где $I_{\text{Х.Х}}$ – паспортное значение тока холостого хода СТ (силового
 трансформатора), %,
 $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность СТ, МВА.

$$Q_{\text{Х.Х}} = \frac{1,05}{100} \cdot 16000 = 168 \text{квар}.$$

Теперь мы можем найти приведенные активные потери на XX по формуле 7, так как все неизвестные переменные ранее теперь известны:

$$P_{\text{прив}X.X} = 315,8 + 0,05 \cdot 168 = 24,2 \text{ кВт}.$$

Находим вторую составляющую – загрузочный коэффициент стороны ВН, СН и НН ($\kappa_{3.В(С,Н)}$) по формуле 9 [1]:

$$\kappa_{3.В(С,Н)} = \frac{S_{В(С,Н)}}{S_{\text{ном.Т}}}; \quad (9)$$

где S_B, S_C, S_H – полная мощность на стороне ВН, СН, НН силового трансформатора (расчетная), МВА.

$$\kappa_{3.В} = \frac{22,5}{16} = 1,4;$$

$$\kappa_{3.С} = \frac{8,030}{16} = 0,5;$$

$$\kappa_{3.Н} = \frac{13,67}{16} = 0,9.$$

Далее ведем расчет активных потерь короткого замыкания на высокой стороне (ВН) [1]:

$$P_{\text{привк.В}} = P_{\text{к.з.В}} + \kappa_{un} \cdot Q_{\text{к.В}}; \quad (10)$$

где $P_{\text{к.з.В}}$ – активная мощность короткого замыкания, при максимальной загрузки обмотки ВН (100 %) кВт,
 $Q_{\text{к.В}}$ – реактивные потери трансформатора на КЗ на высокой стороне, квар.

$P_{\text{к.з.в}}, P_{\text{к.з.с}}, P_{\text{к.з.н}}$ по методическим указаниям принимается как половина от всей мощности КЗ и высчитывается по формуле 11:

$$P_{\text{к.з.в(с,н)}} = \frac{1}{2} \cdot P_{\text{к.з}}; \quad (11)$$

где $P_{\text{к.з}}$ – активные потери трансформатора на КЗ, кВт.

$$P_{\text{к.з.в(с,н)}} = \frac{1}{2} \cdot 90 = 45 \text{ кВт}.$$

Реактивные потери на высокой стороне рассчитываются по формуле 12 (потери КЗ):

$$Q_{\text{к.в}} = \frac{U_{\text{к.в}}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}}; \quad (12)$$

где $U_{\text{к.в}}$ – напряжение КЗ на стороне ВН силового трансформатора, %.

Рассчитаем на стороне ВН $U_{\text{к.в}}$ по формуле 13:

$$U_{\text{к.в}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.ВН-СН}} - U_{\text{к.СН-НН}}); \quad (13)$$

где $U_{\text{к.ВН-НН}}, U_{\text{к.ВН-СН}}, U_{\text{к.СН-НН}}$ – паспортные значения напряжения КЗ силового трансформатора между их обмотками, %.

$$U_{\text{к.в}} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \text{ \%}.$$

Теперь мы можем найти реактивные потери (формула 12) на высокой стороне, так как все неизвестные переменные ранее теперь известны.

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ квар.}$$

Рассчитаем итоговое значение активных потерь короткого замыкания на высокой стороне (ВН) по формуле 10:

$$P_{\text{привк.в}} = 45 + 0,05 \cdot 1720 = 131 \text{ кВт.}$$

Расчет активных потерь короткого замыкания на высокой стороне (СН) представлен по формуле 14:

$$P_{\text{привк.с}} = P_{к.з.с} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.с}; \quad (14)$$

где $P_{к.з.с}$ – значение активной мощности КЗ, при максимальной загрузке обмотки среднего напряжения (100 %) кВт,

$Q_{к.с}$ – реактивные потери трансформатора на КЗ на СН, квар.

Потери (реактивные) на средней стороне рассчитываются по формуле 15:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}; \quad (15)$$

где $U_{к.с}$ – напряжение КЗ на стороне СН силового трансформатора, %.

Найдем на стороне СН $U_{к.с}$ по формуле 16:

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}); \quad (16)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) \approx 0 \text{ \%}.$$

Зная $U_{к.с}$ теперь можем найти $Q_{к.с}$ по формуле 15:

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0 \text{ квар.}$$

Рассчитаем итоговое значение активных потерь короткого замыкания на средней стороне 35 кВ(СН) по формуле 14:

$$P_{\text{привк.с}} = 45 + 0,05 \cdot 0 = 45 \text{ кВт.}$$

Продельываем все тоже самое для стороны НН (низкого напряжения 10 кВ). После нахождения коэффициента, переходим к расчету активных потерь короткого замыкания на низкой стороне (НН):

$$P_{\text{привк.н}} = P_{к.з.н} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н}; \quad (17)$$

где $P_{к.з.н}$ – значение активной мощности КЗ, при максимальной загрузке обмотки низкого напряжения (100 %) кВт,

$Q_{к.н}$ – реактивные потери трансформатора на КЗ на НН, квар.

Реактивные потери на НН считаются по формуле 18:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}; \quad (18)$$

где $U_{к.н}$ – напряжение КЗ на стороне НН силового трансформатора, %.

Рассчитаем на стороне НН $U_{к.н}$ по формуле 19:

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}); \quad (19)$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \% .$$

Зная $U_{к.н}$ теперь можем найти $Q_{к.н}$ (формула 18):

$$Q_{к.н} = \frac{6,25}{100} \cdot 16000 = 1000 \text{ квар} .$$

Найдем итоговое значение активных потерь короткого замыкания на средней стороне 10 кВ (НН) по формуле 17:

$$P_{\text{привк.н}} = 45 + 0,05 \cdot 1000 = 95 \text{ кВт} .$$

После нахождения всех неизвестных, переходим к формуле 6 для заключительного расчета приведенных активных потерь мощности в силовом трансформаторе ТДТН 16 МВА.

$$P_{\text{привед}} = 24,2 + 1,4^2 \cdot 131 + 0,5^2 \cdot 45 + 0,9^2 \cdot 95 \approx 369,2 \text{ кВт} .$$

Активные потери нам теперь известны, и они равны значению 369,2 кВт, следующий шаг – это нахождение потерь электрической энергии ($\Delta W_{\text{п.с.}}$) на понижающей подстанции (ПС). Расчет ведем по формуле 20:

$$\Delta W_{\text{п.с.}} = \sum \Delta W_{\text{х.х.}i} + \sum \Delta W_{\text{к.з.}i} ; \quad (20)$$

где $\sum \Delta W_{\text{х.х.}i}$ – алгебраическая сумма всех потерь ХХ (исходя из годового графика ПС),

$\sum \Delta W_{\text{к.з.}i}$ – алгебраическая сумма всех потерь КЗ (исходя из годового графика ПС).

Годовой график представлен в разделе 2 «Расчет электрической нагрузки на ПС Дмитриев» настоящей выпускной квалификационной работы.

Разобьем формулу 20 на две отдельных формулы. Формула 21 $\sum \Delta W_{X.X.i}$ (алгебраическая сумма потерь электрической энергии на XX) и формула 22 $\sum \Delta W_{K.3.i}$ (алгебраическая сумма потерь электрической энергии на K3) [5]:

$$\sum \Delta W_{X.X.i} = \sum n_i \cdot P_{\text{прив}X.X} \cdot T_i; \quad (21)$$

где n – общее количество СТ (силовых трансформаторов), которые работают на соответственной ступени годового графика, шт,

T – длительность i -ой ступени годового графика,

i – ступень годового графика.

$$\begin{aligned} \sum \Delta W_{K.3.i} &= \sum \Delta W_{K.3.vi} + \sum \Delta W_{K.3.ci} + \sum \Delta W_{K.3.ni} = \\ &= \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.vi}} \cdot \kappa_{3.vi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.ci}} \cdot \kappa_{3.ci}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.ni}} \cdot \kappa_{3.ni}^2 \cdot T_i \right). \end{aligned} \quad (22)$$

Тогда формула 20 принимает следующий вид (формула 23). Все расчеты представлены в таблице 1.

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{П.С.}} &= \sum n_i \cdot P_{\text{прив}X.X} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.vi}} \cdot \kappa_{3.vi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.ci}} \cdot \kappa_{3.ci}^2 \cdot T_i + \right. \\ &\quad \left. \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.ni}} \cdot \kappa_{3.ni}^2 \cdot T_i \right). \end{aligned} \quad (23)$$

Далее необходимо найти экономически целесообразную нагрузку (полная установленная мощность) на силовой трансформатор ПС Дмитриев.

Расчет ведем по формуле 24:

$$S_{\text{эконом}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_{\text{приведХХ}}}{P_{\text{приведКЗ}}}}; \quad (24)$$

где $S_{\text{ном.Т}}$ – установленная полная мощность силового трансформатора, МВА,

n – количество устанавливаемых СТ на подстанции Дмитриев,

$P_{\text{приведХХ}}$ – приведенные активные потери на холостом ходу ТДТН 16 МВА рассчитанные ранее по формуле 7,

$P_{\text{приведКЗ}}$ – приведенные активные потери короткого замыкания ТДТН 16 МВА рассчитанные ранее по формуле 10.

$$S_{\text{эконом}} = 16 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{24,2}{131}} = 9,7 \text{ МВА}.$$

В таблице 1 столбец «Количество трансформаторов, одновременно работающих на ПС» выбираются из условия, представленного ниже.

Полная мощность на ВН на одну ступень, кВА ($S_{\text{полнВН}}$) $> S_{\text{эконом}}$. Если условие соблюдается то на ПС работают два трансформатора, если условие переходит в обратную сторону ($S_{\text{полнВН}} < S_{\text{эконом}}$), то на ПС одновременно в работе только один силовой трансформатор.

Таблица 1 – Потери электрической энергии на XX и на КЗ на ПС Дмитриев с силовым трансформатором ТДТН 16 МВА

Кэф. загр на ВН на одну ступень	Кэф. загр на СН на одну ступень	Кэф. загр на НН на одну ступень	Полная мощнос ть на ВН на одну ступень, кВА	Полная мощнос ть на СН на одну ступень, кВА	Полная мощнос ть на НН на одну ступень, кВА	Номер ступени	Количество трансформ одновреме нно работающи х на ПС	Потери ЭЭ на XX на ПС, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на ВН на одну ступень, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на СН на одну ступень, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на НН на одну ступень, МВт·ч	Продо лжите льнос ть стуге ни, ч
1,4	0,5	0,9	2249956 8	8030171	1367123 5	1	2	33,89	89,87	3,94	26,93	700
1,2	0,5	0,8	1953243 6	7234437	1232254 7	2	2	111,32	216,94	12,94	69,92	2300
0,8	0,3	0,5	1302016 9	4820961	8210034	3	2	145,2	125,76	6,08	35,63	3000
0,5	0,2	0,3	8680436	3212788	5473226	4	1	48,4	32,75	1,8	8,56	2000
0,4	0,2	0,3	6514712	2412659	4135074	5	1	18,4	7,97	0,68	3,25	760
Алгебраическая сумма потерь на ступенях								357,21	473,29	25,44	144,29	8760
Итого (сумма всех потерь)								1000,23 МВт·ч				

Далее находим экономическую составляющую, которая показывает, сколько тратится денег на силовой трансформатор и сколько теряется денег с учетом потерь в нем.

Годовые финансовые потери в СТ рассчитываются по формуле 25:

$$И_{\Sigma} = \Delta W_{п.с.} \cdot C_{\Sigma}; \quad (25)$$

где C_{Σ} – цена на электрическую энергию в Российской Федерации на 2024 год.

Найдем C_{Σ} используя формулу 26:

$$C_{\Sigma} = \frac{\alpha}{T_{м}} + \beta; \quad (26)$$

где α – коэффициент основной ставки (двухставочного тарифа) за один кВт,

β – коэффициент дополнительной ставки (двухставочного тарифа) за один кВт.

В Курской области на 2024 год стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу (день и ночь) составляет 5,13 и 2,65 руб. соответственно. Для расчетов примем среднее значение ставки в $\approx 3,89$ руб. Дополнительная ставка составляет 2,5 руб.

Подставляем значение ставок в формулу 26:

$$C_{\Sigma} = \frac{3,89}{5335} + 2,5 = 2,5007.$$

Подставляем значения в формулу 25 и находим годовые финансовые потери в СТ:

$$И_{\text{э}} = 1000230 \cdot 2,5007 = 2501275,161 \text{ руб.}$$

Заключительным этапом экономического расчета является нахождение приведенных затрат на силовой трансформатор (формула 27):

$$З_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + И = E_{\text{н}} \cdot K + И_{\text{о}} + И_{\text{э}}; \quad (27)$$

где $E_{\text{н}}$ – дисконтный коэффициент,

K – стоимость силового трансформатора, на 2024 год цена на СТ варьируется от 14 млн до 16 млн, реальную цену можно узнать только по запросу, так что примем среднее значение в 15 млн рублей,

$И_{\text{о}}$ – систематические отчисления в год на СТ (цена на СТ умножается на коэффициент 0,094),

$И_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь на СТ ТДТН 16 МВА.

$$\begin{aligned} З_{\text{пр}} &= 0,15 \cdot 15000000 + (0,094 \cdot 15000000) + 2501275,121 = \\ &= 2250000 + 1410000 + 2501275,121 = 6161275,121 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Технико – экономический расчет для силового трансформатора ТДТН 16000/110/35/10 завершен. Переходим к расчету СТ ТДТНТ 25 МВА.

3.2 Расчет потерь в силовом трансформаторе ТДТН 25000 кВА

Методика расчета ТДТН 25 МВА точно такая же, как и для ТДТН 16 МВА, поэтому воспользуемся формулами 6÷19.

$$Q_{\text{х.х}} = \frac{1}{100} \cdot 25000 = 250 \text{ квар};$$

$$P_{\text{прив.х.х}} = 36 + 0,05 \cdot 250 = 48,5 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{3.В} = \frac{22,5}{25} = 0,9;$$

$$P_{\kappa.3.В(с,н)} = \frac{1}{2} \cdot 145 = 72,5 \text{ кВт};$$

$$U_{\kappa.В} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \%;$$

$$Q_{\kappa.В} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687,5 \text{ квар};$$

$$P_{\text{привк.В}} = 72,5 + 0,05 \cdot 2687,5 = 206,9 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{3.с} = \frac{8,03}{25} = 0,3;$$

$$U_{\kappa.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \approx 0 \%;$$

$$Q_{\kappa.с} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар};$$

$$P_{\text{привк.с}} = 72,5 + 0,05 \cdot 0 = 72,5 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{3.н} = \frac{13,67}{25} = 0,5;$$

$$U_{\kappa.н} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%;$$

$$Q_{\kappa.н} = \frac{6,25}{100} \cdot 25000 = 1562,5 \text{ квар};$$

$$P_{\text{привк.н}} = 72,5 + 0,05 \cdot 1562,5 = 150,6 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{привед}} = 48,5 + 0,9^2 \cdot 206,9 + 0,3^2 \cdot 72,5 + 0,5^2 \cdot 150,6 \approx 260,3 \text{ кВт}.$$

Все расчеты $\Delta W_{\text{п.с.}}$ представлены в таблице 2.

Экономически целесообразная нагрузка (полная установленная мощность) на силовой трансформатор ТДТН 25 МВА рассчитывается по формуле 22:

$$S_{\text{эконом}} = 25 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{48,5}{206,9}} = 17,1 \text{ МВА}.$$

Таблица 2 – Потери электрической энергии на XX и на КЗ на ПС Дмитриев с силовым трансформатором ТДТН 25 МВА

Кэф. загр на ВН на одну ступень	Кэф. загр на СН на одну ступень	Кэф. загр на НН на одну ступень	Полная мощнос ть на ВН на одну ступень, кВА	Полная мощнос ть на СН на одну ступень, кВА	Полная мощнос ть на НН на одну ступень, кВА	Номер ступени	Количество трансформ одновремен но работающи х на ПС	Потери ЭЭ на XX на ПС, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на ВН на одну ступень, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на СН на одну ступень, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на НН на одну ступень, МВт·ч	Продолжи тельность ступе ни, ч
1,4	0,5	0,9	2249956 8	8030171	1367123 5	1	2	67,9	58,66	2,28	13,18	700
1,2	0,5	0,8	1953243 6	7234437	1232254 7	2	2	223,1	152,28	7,5	43,3	2300
0,8	0,3	0,5	1302016 9	4820961	8210034	3	1	145,5	77,59	4,35	20,33	3000
0,5	0,2	0,3	8680436	3212788	5473226	4	1	96,9	18,62	0,725	6,02	2000
0,4	0,2	0,3	6514712	2412659	4135074	5	1	36,86	7,08	0,28	2,29	760
Алгебраическая сумма потерь на ступенях								570,26	314,23	15,135	85,12	8760
Итого (сумма всех потерь)								984,745 МВт·ч				

Далее находим экономическую составляющую, которая показывает, сколько тратится денег на силовой трансформатор и сколько теряется денег с учетом потерь в нем. Расчет аналогичен трансформатору на 16000 кВА и представлен по формулам 25÷27.

$$C_9 = \frac{3,89}{5335} + 2,5 = 2,5007;$$

$$И_9 = 984745 \cdot 2,5007 = 2462541,82 \text{ руб.}$$

Стоимость силового трансформатора ТДТН 25000кВА на 2024 год составляет так же 15 миллионов рублей.

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= 0,15 \cdot 15000000 + (0,094 \cdot 15000000) + 2462541,82 = \\ &= 2250000 + 1410000 + 2462541,82 = 6122541,82 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Сравнивая технико-экономические показатели силового трансформатора ТДТН на 16 МВА и ТДТН на 25 МВА. СТ на 25 МВА является наиболее выгодным вариантом так как (6161275,121 руб > 6122541,82 руб). Следовательно на ПС Дмитриев выбираем два трансформатора марки ТДТН с установленной номинальной полной мощностью 25 МВА.

Вывод по разделу 3. В данном разделе настоящей выпускной квалификационной работы был осуществлен технико-экономический расчет двух силовых трансформаторов на 16 и 25 МВА соответственно. По результатам расчета к установке на ПС Дмитриев 110/35/10 кВ принимаем силовой трансформатор на 25 МВА.

4 Схема электрическая ОРУ 110 кВ ПС Дмитриев

Существующая электрическая схема на ОРУ 110 кВ (рисунок 3) полностью удовлетворяет надежности электроснабжения (далее по тексту ЭСН) Железнодорожного энергорайона Курской области. На ПС электрическая схема распределительного устройства представляет собой «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (110-4Н) [27].

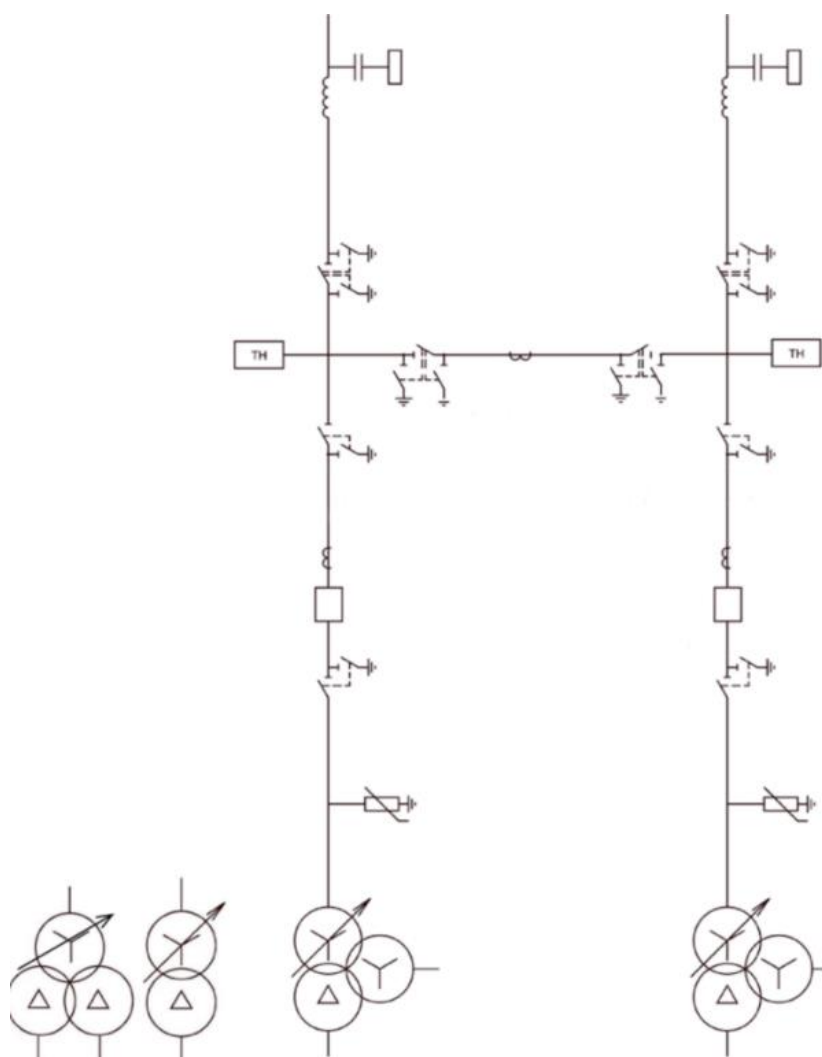


Рисунок 3 – Электрическая схема 110 – 4 Н «Дмитриев»

В таблице 3 представлен список оборудования, подлежащий замене на понижающей подстанции.

Таблица 3 – Список электротехнического оборудования

Название	Номинальное напряжение, кВ
Высоковольтный силовой выключатель	110/35/10
Разъединитель	110/35
Трансформатор тока	110/35/10
Трансформатор напряжение	110/35/10
Разрядник (Заменен на ОПН)	110/35/10
Жесткий токопровод	10
Гибкий токопровод	110/35

Электротехнологическое оборудование на стороне высокого (110 кВ) и среднего напряжения (35 кВ) выполнено на железобетонных лежнях с металлическими опорами [2]. Это связано с климатическими условиями Курской области, рассмотренные ранее в разделе 1 «Краткая характеристика понижающей подстанции 110/35/10 кВ Дмитриев филиала «Курскэнерго»» [17].

Вывод по разделу 4. В данном разделе была рассмотрена электрическая схема распределительного устройства «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (110-4Н) на ПС Дмитриев, по результатам проверки было вынесено решение, что действующая схема не подлежит реконструкции и модернизации. На ОРУ 110/35/10 кВ будет заменено электрооборудование, которое не пройдет проверку по термическому и электродинамическому току.

5 Расчет симметричного тока короткого замыкания на ПС

Короткое замыкание – это нарушение в электрической цепи, при котором ток движется по пути с наименьшим сопротивлением, минуя основные элементы нагрузки. В результате этого ток резко возрастает, что может вызвать, перегрев проводников, повредить оборудование или даже привести к возгоранию [6].

Расчет токов короткого замыкания позволяет выбрать устройства, которые смогут выдерживать высокие токи в аварийной ситуации. К таким устройствам относятся силовые высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные (ТТ и ТН) и силовые трансформаторы и т.д. [26].

Перед тем как начать расчет трехфазного тока короткого замыкания, необходимо составить перечень исходных данных, которые нам понадобятся для расчета. Исходные данные отражены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные для расчета трехфазного короткого замыкания

Параметр		Значение
Полная мощность системы КЗ (S_K)		1900 МВА
Базисное напряжение		115/37/10,5 кВ
Силовой трансформатор		
Номинальное напряжения на обмотках, кВ	ВН	115
	СН	37
	НН	10,5
Полная мощность на каждой обмотке, МВА	ВН	40
	СН	40
	НН	40
Напряжение кз между обмотками, %	ВН-СН	10,5
	СН-НН	6,5
	ВН-НН	17,5

Расчет токов КЗ ведется по средненоминальным напряжениям, поэтому мы выбрали эти значения, вместо 110, 35, 10 кВ соответственно, при выборе U_6 [9].

Первым делом необходимо составить принципиальную схему фрагмента электроэнергетической системы, для которой мы будем считать трехфазный ток короткого замыкания. Фрагмент ЭЭС изображен на рисунке 4.

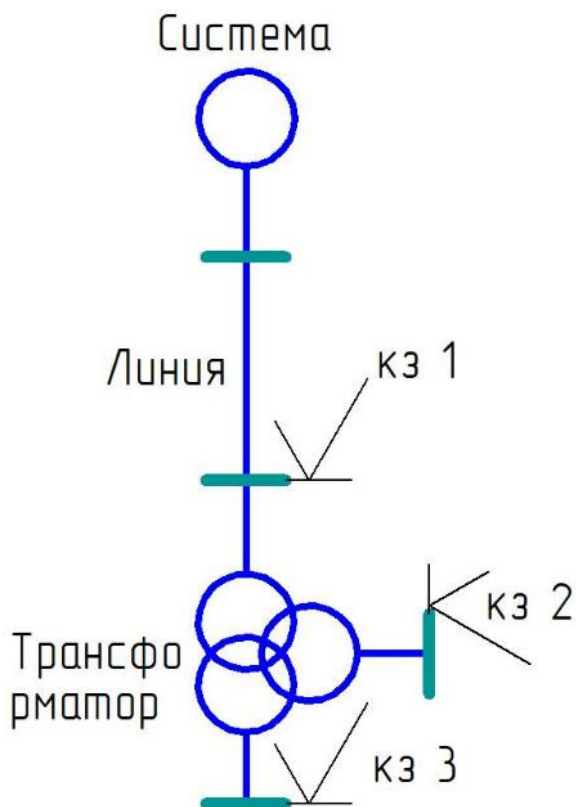


Рисунок 4 – Принципиальная расчетная схема КЗ

После рассмотрения принципиальной схемы необходимо составить схему замещения, где каждый активный элемент будет заменен источником питания и сопротивлением, а пассивный элемент только сопротивлением [9]. Так как все расчеты введутся на стороне выше 1 кВ, то мы используем только реактивные сопротивления, а активными пренебрегаем из-за соотношения что $r \ll x$. Схема замещения представлена на рисунке 5.

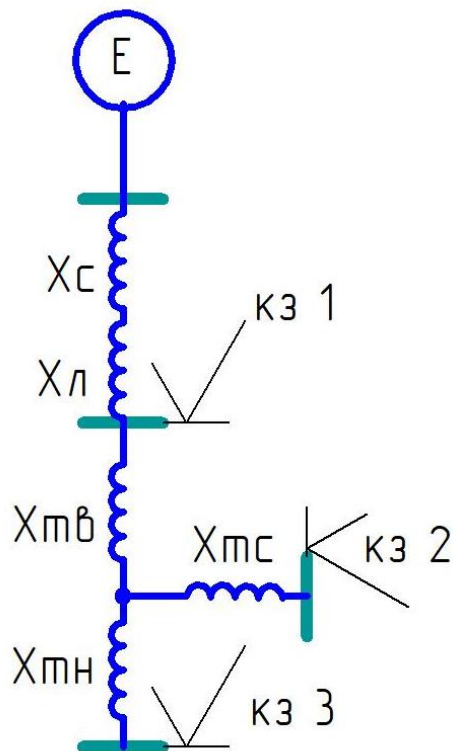


Рисунок 5 – Схема замещения принципиальной схемы

После составления схемы замещения рассчитаем ее параметры.

Найдем сопротивление системы по формуле 28 [21]:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_k}; \quad (28)$$

где S_{δ} – установленная полная мощность базисная, выбирается произвольно (выбираем значение 1000), МВА,

S_k – установленная полная мощность короткого замыкания (предоставлено персоналом ПС Дмитриев и отражено в таблице 4).

$$x_c = \frac{1000}{1900} = 0,53.$$

Далее рассчитаем сопротивление воздушной линии 110 кВ по формуле 29 [21]:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\text{Б}}}{n \cdot U_{\text{СР.Н.}}^2}; \quad (29)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии электропередач, Ом/км,

l – длина линии электропередачи (согласно данным Россети составляет 4 км),

n – количество цепей ВЛ,

$U_{\text{СР.Н.}}$ – средненоминальное напряжение на ЛЭП (115 кВ).

$$x_{\text{Л}} = \frac{0,4 \cdot 4 \cdot 1000}{2 \cdot 115^2} = 0,06.$$

Следующий шаг – это расчет реактивного сопротивления трансформатора на стороне ВН, СН и НН.

ВН считается по формуле 30 [21]:

$$x_{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{кВ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (30)$$

где $U_{\text{кВ}}$ - напряжения КЗ на высокой стороне (рассчитан в разделе три по формуле 13).

$$x_{\text{ВН}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25000} = 4,3.$$

СН считается по формуле 31:

$$x_{\text{СН}} = \frac{U_{\text{кС}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (31)$$

где $U_{кС}$ - напряжения КЗ на средней стороне (рассчитан в разделе три по формуле 16).

$$x_{сн} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25000} = 0.$$

НН считается по формуле 32 [21]:

$$x_{нн} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.Т}}. \quad (32)$$

где $U_{кН}$ - напряжения КЗ на низкой стороне (рассчитан в разделе три по формуле 19).

$$x_{нн} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{25000} = 2,5.$$

Далее найдем ток короткого замыкания на шинах высокого напряжения ПС Дмитриев. Для этого найдем результирующее сопротивление путем сложения всех элементов схемы замещения до точки КЗ 1. Это у нас сопротивление системы и сопротивление воздушной линии.

Результирующее сопротивление на стороне ВН находим по формуле 33:

$$x_{кз1} = x_c + x_l; \quad (33)$$
$$x_{кз1} = 0,53 + 0,06 = 0,59.$$

Далее найдем базисное значение силы тока на стороне ВН, СН, НН (110 кВ, 35 кВ, 10 кВ).

Базисный ток находим по формуле 34:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (34)$$

где U_6 – базисное значение напряжения (принимается значение где мы рассматриваем КЗ, а именно высокая сторона и принимаем средненоминальное напряжение 115 кВ).

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,4 \text{ кА};$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА}.$$

Теперь находим значение трёхфазного тока короткого замыкания на стороне ВН понижающей подстанции «Дмитриев» по формуле 35 [21]:

$$I_{кз1} = \frac{E_6}{x_{кз1}} \cdot I_6; \quad (35)$$

где E_6 – базисное значение электродвиж. силы, принимаем для расчета значение «1»,

I_6 – базисное значение тока на стороне ВН,

$x_{кз1}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ1.

$$I_{кз1} = \frac{1}{0,59} \cdot 5,02 = 8,5 \text{ кА}.$$

Последний шаг – это нахождение ударного тока КЗ.

Расчет ведем по формуле 36:

$$i_{\text{кз1}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз1}}; \quad (36)$$

где $\kappa_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент выбираем из справочных материалов $\approx 1,8$,

$I_{\text{кз1}}$ – трехфазный ток короткого замыкания в точке КЗ1.

$$i_{\text{кз1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,5 = 21,64 \text{ кА}.$$

Далее ведем расчет для стороны СН – 35 кВ, подстанции Дмитриев. Расчет аналогичен стороне ВН. Сначала надо найти результирующее сопротивление до точки КЗ 2. Оно состоит из сопротивления системы, сопротивления воздушной линии, сопротивления силового трансформатора на стороне ВН и на стороне СН.

Результирующее сопротивление на стороне СН находим по формуле 37:

$$\begin{aligned} x_{\text{кз2}} &= x_{\text{с}} + x_{\text{л}} + x_{\text{ВН}} + x_{\text{СН}}; \\ x_{\text{кз2}} &= 0,53 + 0,06 + 4,3 + 0 = 4,89. \end{aligned} \quad (37)$$

Находим значение трехфазного тока кз по формуле 35, только берем вместо результирующего сопротивления КЗ1 – результирующее сопротивление КЗ2.

$$I_{\text{кз2}} = \frac{1}{4,89} \cdot 15,4 = 3,05 \text{ кА}.$$

Расчет ведем по формуле 36, заменяем только трехфазный ток в точке КЗ1 – на трехфазный ток в точке КЗ2, а также меняем значение ударного коэффициента согласно методическим указаниям на $\approx 1,92$.

$$i_{кз2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 3,05 = 8,28 \text{ кА}.$$

Заключительный этап расчет на низкой стороне ПС Дмитриев. Найдем результирующее сопротивление до точки КЗ 3. Оно состоит из сопротивления системы, сопротивления воздушной линии, сопротивления силового трансформатора на стороне ВН, на стороне НН.

Результирующее сопротивление на стороне НН находим по формуле 38:

$$\begin{aligned} x_{кз3} &= x_c + x_l + x_{ВН} + x_{НН}; \\ x_{кз3} &= 0,53 + 0,06 + 4,3 + 2,5 = 7,36. \end{aligned} \quad (38)$$

Расчет трехфазного тока КЗ на НН (формула 35). Используем результирующее сопротивление точки КЗ3.

$$I_{кз3} = \frac{1}{7,36} \cdot 54,9 = 7,46 \text{ кА}.$$

Находим значение ударного тока в точке КЗ3 по формуле 36. Используем трехфазный ток в точке КЗ3.

$$i_{кз3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 7,46 = 20,25 \text{ кА}.$$

Выводы по разделу 5. В настоящем разделе выпускной квалификационной работе были посчитаны симметричные и несимметричные токи КЗ (НКЗ) на ПС Дмитриев, а также их ударные токи. Трехфазный ток на стороне ВН (далее по тексту I) составил 8,5 кА, ударный ток (далее по тексту i) 21,64 кА. На стороне СН $I = 3,05$ и $i = 8,28$ кА. На стороне НН $I = 7,46$ и $i = 20,25$ кА.

6 Выбор нового электрооборудования на ПС Дмитриев

6.1 Высоковольтный силовой выключатель на стороне 110/35/10

Существует ряд условий, которые должны быть соблюдены при выборе электротехнического оборудования. Начнем с стороны 110 кВ [3]. К рассмотрению принимается базовый высоковольтный выключатель марки ВГТ, с климатическим исполнением – УХЛ.

Первое условие – это совпадение номинальных напряжений выключателя и номинального напряжения сети ($U_{номВ}=110\text{кВ}$, $U_{сети}=110\text{кВ}$) [18]. Совпадение обнаружено.

Следующий шаг – это условие по рабочему току $I_{номВ} \geq I_{сети}$. Найдем рабочий ток сети по формуле 39:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}} ; \quad (39)$$
$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 124,93 \text{ А}.$$

Исходя из данных каталога ВГТ, условие соблюдается $2000 \text{ А} \geq 124,93 \text{ А}$.

Далее сравниваем токи отключения $I_{откл} \geq I_{откл110\text{кВ}}$ (для тока отключения на стороне 110 кВ, принимаем однофазный ток короткого замыкания рассчитанный в разделе 5 настоящей выпускной квалификационной работе и равен значению 8,8 кА, так как он превышает значение остальных токов КЗ, в частности он больше чем трехфазный ток короткого замыкания на стороне 110 кВ) [18].

Согласно паспортным данным у ВГТ 110 $I_{откл} = 40 \text{ кА}$. Условие выполняется $40 \text{ кА} \geq 8,8 \text{ кА}$. Следующее условие сравниваем значение предельного сквозного тока с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$.

Найдем $I_{\text{пр.сквоз}}$ для силового выключателя по формуле 40 [19]:

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл}} ; \quad (40)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – паспортное значение (коэффициент = 0,4);

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,55 \text{ кА} .$$

Пиковое значение вычисляется по формуле 41:

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(1)} \cdot e^{\left(\frac{-0,048}{0,085}\right)} ; \quad (41)$$

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot 8,8 \cdot e^{\left(\frac{-0,048}{0,085}\right)} = 7,08 \text{ кА} .$$

Условие выполняется $22,55 \text{ кА} \geq 7,08 \text{ кА}$.

Далее найдем тепловую устойчивость электрооборудования. Должно выполняться соотношение $B_{\text{к(выключ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. По исходным данным из каталога ВГТ, мы знаем что $B_{\text{к(выключ)}} = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$. Для сети найдем $B_{\text{к(нагр)}}$ по формуле 42:

$$B_{\text{к(нагр)}} = (I_{\text{КЗ}}^{(1)})^2 \cdot t_{\text{откл}} ; \quad (42)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения предельной тепловой нагрузки.

Время отключения рассчитывается по формуле 43:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} ; \quad (43)$$

где $t_{\text{рз}}$ – период времени через который сработает РЗиА, с,

$t_{\text{св}}$ – период времени через который сработает высоковольтный силовой выключатель.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,038 = 0,048 \text{ с} ;$$

$$B_{\text{к(нагр)}} = (8,8)^2 \cdot 0,048 = 3717 \text{ кА}^2 / \text{с} .$$

Условие соблюдается $4800 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 3717 \text{ кА}^2/\text{с}$.

На понижающей подстанции «Дмитриев», на высокой стороне высоковольтный силовой выключатель марки ВГТ, с климатическим исполнением УХЛ прошел все испытания и выбран как техническое решение при нашей реконструкции.

Переходим к выбору силового выключателя (СВ) на стороне СН (35 кВ). К рассмотрению принимается выключатель марки ВР35НТ, с климатическим исполнением – УХЛ. Методика расчета аналогичная, как и на высокой стороне ПС. Следовательно, воспользуемся формулами 39÷43.

Номинальное напряжение ВР35НТ ($U_{\text{номв}}=35\text{кВ}$) и номинальное напряжение сети ($U_{\text{сети}}=35\text{кВ}$). Полное совпадение, $35\text{кВ}=35\text{кВ}$.

Находим рабочий ток на СН:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 388,32 \text{ А} .$$

Условие соблюдается $1600 \text{ А} \geq 388,32 \text{ А}$. Далее рассматриваем токи отключения ($I_{\text{откл}} \geq I_{\text{откл}35\text{кВ}}$). На СН, ток отключения равен двухфазному току КЗ (посчитан в разделе 5) и равен 2,72 кА. Паспортное значение $I_{\text{откл}}$ у ВР35НТ = 25 кА. Условие выполняется $25 \text{ кА} \geq 2,72 \text{ кА}$. Рассматриваем сквозные токи ($I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$).

Рассчитаем $I_{\text{пр.сквоз}}$ для ВР35НТ:

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА} .$$

Рассчитаем пиковое значение тока КЗ на стороне 35 кВ:

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot 2,72 \cdot e^{\left(\frac{-0,09}{0,085}\right)} = 1,33 \text{ кА}.$$

Условие выполняется $14,1 \text{ кА} \geq 1,33 \text{ кА}$. Рассчитаем тепловую устойчивость ($B_{\text{к(выключ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$). $B_{\text{к(выключ)}}$ для ВР35НТ = $1875 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Найдем время отключения и тепловой коэффициент для нагрузки:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с} ;$$

$$B_{\text{к(нагр)}} = (2,72)^2 \cdot 0,09 = 667 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Условие выполняется $1875 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 667 \text{ кА}^2/\text{с}$. К установке на ПС «Дмитриев» (средняя ступень напряжение) принимается высоковольтный выключатель ВР35НТ, так как он прошел все проверки на термическую и электродинамическую стойкость.

Переходим к выбору силового выключателя (СВ) на стороне НН (10 кВ). К рассмотрению принимается выключатель марки марки ББТЕЛ (BBTEL). Для расчета следуем формулам 48÷52.

BBTEL ($U_{\text{номв}}=10\text{кВ}$) и ($U_{\text{сети}}=10 \text{ кВ}$). $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$. Соблюдается условие.

Рабочий ток на низкой стороне понижающей подстанции:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1368,36 \text{ А}.$$

Условие соблюдается $2000 \text{ А} \geq 1368,36 \text{ А}$. Ток отключения ($I_{\text{откл}} \geq I_{\text{откл}10\text{кВ}}$). На НН , ток отключения равен двухфазному току КЗ (посчитан в разделе 5) и равен $6,44 \text{ кА}$. $I_{\text{откл}}$ у BBTEL согласно каталожным данным равен $= 31,5 \text{ кА}$. Условие выполняется $31,5 \text{ кА} \geq 6,44 \text{ кА}$. Условие по пиковому сквозному току ($I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$).

Рассчитаем $I_{\text{пр.сквоз}}$ для BBTEL:

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,77 \text{ кА}.$$

Рассчитаем пиковое значение тока КЗ на низкой стороне ПС:

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot 6,44 \cdot e^{\left(\frac{-0,025}{0,085}\right)} = 6,79 \text{ кА}.$$

Условие выполняется $17,77 \text{ кА} \geq 6,79 \text{ кА}$. Рассчитаем тепловую устойчивость ($B_{\text{к(выключ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$). Для BBTEL $B_{\text{к(выключ)}} \approx 2977 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Найдем время отключения и тепловой коэффициент для нагрузки:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с};$$

$$B_{\text{к(нагр)}} = (6,44)^2 \cdot 0,025 = 1036 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Условие выполняется $2977 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 1036 \text{ кА}^2/\text{с}$. К установке на ПС «Дмитриев» (на НН) принимается СВ марки BBTEL, так как он удовлетворяет условиям выбора ЭО.

6.2 Разъединитель на стороне 110/35

Разъединитель, как и высоковольтный силовой выключатель должен соответствовать одинаковым условиям выбора. Поэтому проверку начнем с высшей ступени напряжения (110 кВ).

Проверяем разъединитель марки РНДЗ [3].

Начнем с проверки и выбора электрооборудования на стороне ВН - 110 кВ. Сравниваем номинальное напряжение разъединителя с номинальным напряжением сети. Оно совпадает, $U_{\text{номр}}=110\text{кВ}$, $U_{\text{сети}}=110\text{кВ}$. Следующее

условие – это номинальный ток разъединителя должен быть больше рабочего тока сети ($I_{\text{номв}} \geq I_{\text{сети}}$).

Рабочий ток на стороне 110 кВ был рассчитан по формуле 48 ($I_{\text{сети}}=124,93$ А). Значение номинального тока РНДЗ– 110 кВ (1000 А). Условие соблюдается $1000 \text{ А} \geq 124,93 \text{ А}$. Предельный сквозной ток и пиковое значение ($I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$). $I_{\text{пиковое}}$ для системы 110 кВ было рассчитано по формуле 49 ($I_{\text{пиковое}} = 22,55 \text{ кА}$). Для РНДЗ паспортное значение $I_{\text{пр.сквоз}} = 80 \text{ кА}$. Условие выполняется $80 \text{ кА} \geq 22,55 \text{ кА}$. Тепловая устойчивость разъединителя $B_{\text{к(разъед)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}}$ было рассчитано ранее по формуле 51 ($B_{\text{к(нагр)}} = 3717 \text{ кА}^2/\text{с}$). $B_{\text{к(разъед)}}$ равен $7500 \text{ кА}^2/\text{с}$ (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $4800 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 3717 \text{ кА}^2/\text{с}$. Для ПС «Дмитриев» на высшей ступени напряжения принимаем разъединитель марки РНДЗ с одним заземляющим ножом. Продолжаем расчет на средней ступени напряжения – 35 кВ.

К проверке подвергается разъединитель марки РДЗ. Сравниваем номинальные напряжение $U_{\text{номр}}=35\text{кВ}$, $U_{\text{сети}}=35\text{кВ}$. Условие выполняется. Рабочий ток для стороны 35 кВ был рассчитан в разделе 6.1 «Высоковольтный силовой выключатель на стороне 110/35/10» (рабочий ток на СН = 388,32 А). Сравниваем значений номинального тока РДЗ (1000 А). Условие соблюдается $1000 \text{ А} \geq 388,32 \text{ А}$. Сравниваем предельный сквозной ток с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}}$ для системы 35 кВ было рассчитано в разделе 6.1 при выборе СВ (силового выключателя) и составило 14,1 кА. Согласно каталогу РДЗ паспортное значение равно 63 кА. Условие выполняется $63 \text{ кА} \geq 14,1 \text{ кА}$. Тепловую устойчивость разъединителя $B_{\text{к(разъед)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}}$ было рассчитано ранее ($667 \text{ кА}^2/\text{с}$). $B_{\text{к(разъед)}} = 1875 \text{ кА}^2/\text{с}$ (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $1875 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 667 \text{ кА}^2/\text{с}$. Тепловую устойчивость разъединителя $B_{\text{к(разъед)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}}$ было рассчитано ранее ($667 \text{ кА}^2/\text{с}$). $B_{\text{к(разъед)}} = 1875 \text{ кА}^2/\text{с}$ (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $1875 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 667 \text{ кА}^2/\text{с}$. Для ПС «Дмитриев» на средней ступени напряжения принимаем разъединитель марки РДЗ с одним заземляющим ножом.

6.3 Выбор гибкого токопровода на ВН и СН подстанции Дмитриев

Самый распространённый токопровод на воздушной линии высокого напряжения это – гибкая шина марки АС (сталеалюминевый проводник). Расчет начнем с стороны ВН, для этого необходимо найти рабочий ток, который будет протекать по нашему проводнику.

Номинальный рабочий ток проводника АС рассчитывается по формуле 44:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{S_{\text{персп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}} ; \quad (44)$$
$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{22500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,44 \text{ А}.$$

После нахождения номинального тока, найдем технико-экономическое сечение проводника по формуле 45:

$$S_{\text{эконм}} = \frac{I_{\text{раб.сети}}}{j_{\text{эк}}} ; \quad (45)$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормативно технические коэффициент плотности электрического тока (выбирается из диапазона 1÷1,1).

$$S_{\text{эконм}} = \frac{112,44}{1,1} = 102,22 \text{ мм}^2.$$

Из электротехнического каталога выбираем провод с сечением 120 мм², так как 102,22 мм² лежим между АС 95 и АС 120. Принимаем 120/19. Теперь после определения марки проводника, необходимо проверить его на устойчивость к тепловой нагрузке при протекании по нему длительно допустимого тока. Произведем расчет тока с учетом возможной перегрузки на

ПС на 40% выше номинального значения, добавив перегрузочный коэффициент (1,4). Расчет ведем по формуле 46 [12]:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}; \quad (46)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 174,9 \text{ А}.$$

Теперь необходимо сравнить $I_{\max}$ с $I_{\text{длит.доп}}$. Условие удовлетворяющее проверке это $I_{\text{длит.доп}} > I_{\max}$. $I_{\text{длит.доп}}$ согласно паспортным данным провода АС 120, составляет 380А. Условие соблюдается ($380\text{А} > 174,9 \text{ А}$). Далее проверим наш гибкий провод на «возможность появления коронного разряда» [14]. Для этого необходимо найти начальную критическую напряженность (значение с которого начнется процесс коронирования гибкого токопровода) и действующее значение напряжённости электрического поля вокруг проводника.

Значение напряженности электрического поля, с которого начнется «корона» рассчитывается по формуле 47 [12]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}; \quad (47)$$

где m – нормативно – технического значение шероховатости гибкого токопровода АС,

r_0 – непосредственно радиус проводника АС, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} = 33,36 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Действующее значение напряжённости электрического поля вокруг проводника найдем по формуле 48:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ном}}}{r_0 \cdot \lg \cdot \frac{D_{\text{cp}}}{r_0}}; \quad (48)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинально значение напряжения, которое будет приложено к проводнику АС (линейное значение), кВ,

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между фазными проводниками трёхфазной воздушной линии.

Для того чтобы найти D_{cp} прибегнем к формуле 49 [12]:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D_p; \quad (49)$$

где $D_p = 200$ – расстояние между фазными проводниками трёхфазной воздушной линии для стороны ВН, см.

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot 200 = 252 \text{ см}.$$

Все переменные нам известны, теперь подставляем все значения в формулу 57:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,76 \cdot \lg \cdot \frac{252}{0,76}} = 21,34 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Условие отсутствия короны на гибком токопроводе выглядит следующим образом [14] ($1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$). Путем математических решений получаем что $1,07 \cdot 21,32 \leq 0,9 \cdot 33,36$. $22,81 \leq 29,93$ условие соблюдается, что говорит нам о

том что на проводнике марки АС 120/19 на ПС «Дмитриев», коронный разряд не появится, и данный гибкий токопровод принят к установке на понижающей подстанции. Переходим к выбору гибкого токопровода на стороне СН. Методика расчета аналогичная выбору на стороне ВН и будет проведена по формулам 44–49.

Номинальный рабочий ток проводника АС на стороне среднего напряжения:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{22500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 349,48 \text{ А}.$$

Технико-экономическое сечение проводника:

$$S_{\text{эконм}} = \frac{349,48}{1,1} = 317,72 \text{ мм}^2.$$

Из электротехнического каталога выбираем провод с сечением 400 мм², так как 317,72 мм² лежим между АС 300 и АС 400. Принимаем 400/18 [13].

Ток с учетом возможной перегрузки на ПС:

$$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 546,2 \text{ А}.$$

Теперь необходимо сравнить $I_{\text{мах}}$ с $I_{\text{длит.доп.}}$. Условие удовлетворяющее проверке это $I_{\text{длит.доп}} > I_{\text{мах}}$. $I_{\text{длит.доп}}$ согласно паспортным данным провода АС 400/18, составляет 850 А. Условие соблюдается (850 А > 546,1 А).

Значение напряженности электрического поля, с которого начнется «корона» для стороны СН:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,3}} = 31,33 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Действующее значение напряжённости электрического поля на стороне СН:

$$E = \frac{0,354 \cdot 37}{1,3 \cdot \lg \frac{252}{1,3}} = 4,46 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Условие отсутствия короны $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$. Далее решаем $1,07 \cdot 4,46 \leq 0,9 \cdot 31,33$. $4,77 \leq 28,2$ условие соблюдается. АС 400/18 прошел все проверки и принят к установке на средней ступени напряжения на ПС «Дмитриев».

6.4 Выбор жесткого токопровода на стороне НН ПС Дмитриев

Рабочий ток на стороне низкого напряжения найдем по формуле 44 [13]:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{22500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,53 \text{ А}.$$

Найдем технико-экономическое сечение проводника на стороне НН по ранее использованной формуле (формула 45):

$$S_{\text{эконм}} = \frac{1231,53}{1,1} = 1119,57 \text{ мм}^2.$$

Из электротехнического каталога выбираем жесткий токопровод марки АД (31 – Т) 80×10.

Считаем ток с учетом возможной перегрузки на ПС ранее использованной формуле 46:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1915,71 \text{ А}.$$

Теперь необходимо сравнить $I_{\max}$ с $I_{\text{длит.доп}}$. Условие удовлетворяющее проверке это $I_{\text{длит.доп}} > I_{\max}$. $I_{\text{длит.доп}}$ согласно паспортным данным АД (31 – Т) 80×10 ($I_{\text{длит.доп}}=2000 \text{ А}$). Условие выполняется ($2000 \text{ А} > 1915,71 \text{ А}$). Далее необходимо провести проверку жесткого токопровода на термическую и механическую стойкость.

Найдем минимальное сечение токопровода на стороне НН по условию термической стойкости по формуле 50:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_{\text{T}}}; \quad (50)$$

где B_{κ} – значение термической стойкости на стороне НН, рассчитанное нами ранее в разделе 6.1,

C_{T} – паспортное значение для расчета минимального сечения.

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{1036}}{90} = 35,8 \text{ мм}^2.$$

Условие удовлетворяющее проверке это $S_{\text{выбран}} > S_{\min}$. [15]. Условие выполняется $80 \text{ мм}^2 > 35,8 \text{ мм}^2$.

Далее найдем частоту колебания жесткого токопровода используя формулу 51:

$$f = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \frac{\sqrt{E \cdot J}}{m}; \quad (51)$$

где r_1 – технической параметр шины АД 31 – Т,

E – коэффициент упругости шины (паспортное значение),

J – коэффициент инерции шины (взято из каталожных данных),

l – расстояние между изоляционными аппаратами (высоковольтные изоляторы), м,

m – непосредственно масса жесткого токопровода на один метр, кг/м.

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1} \cdot \frac{\sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 4,2 \cdot 10^{-8}}}{2,2} \approx 261 \text{ Гц}.$$

Так как собственная частота жесткого токопровода превышает максимальное значение частоты при механическом резонансе (200 Гц), следовательно можем сделать вывод, что АД (31 – Т) прошел проверку по колебаниям [15]. К установке на ПС «Дмитриев» принимаем жесткий токопровод на стороне НН марки АД31Т 80×10 мм².

6.5 Выбор ограничителя перенапряжений на 110/35/10

На понижающей подстанции на стороне 110 кВ примем к рассмотрению ОПН с номинальным напряжением 110 кВ, с длительным током 10 кА, максимальное значение скачка импульсного тока 760 А, максимальное рабочее напряжение ОПН 79 кВ, с умеренно холодным климатом (УХЛ1).

Проверять ОПН будем условию [16] ($U_{\text{раб.ОПН}} \geq U_{\text{раб.сети}}$) для этого рассчитаем рабочее напряжение сети по формуле 52:

$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot U_{\text{ном.сети}}}{\sqrt{3}}; \quad (52)$$

$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot 110}{\sqrt{3}} \approx 70 \text{ кВ}.$$

ОПН марки РК – 110 – 10 – 760 – УХЛ1 [16] полностью прошел проверку и принят к установке на ПС Дмитриев на ВН. На стороне 35 кВ примем к рассмотрению ОПН с номинальным напряжением 35 кВ, с длительным током 10 кА, максимальное значение скачка импульсного тока 760 А, максимальное рабочее напряжение ОПН 40,5 кВ, с умеренно холодным климатом (УХЛ1).

Расчет рабочего напряжения ведется по формуле 52 [20]:

$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot 35}{\sqrt{3}} \approx 22,12 \text{ кВ}.$$

ОПН марки РК– 35 – 10 – 760 – УХЛ1 прошел проверку по условию ($U_{\text{рабОПН}} \geq U_{\text{рабсети}}$) и принят к установке на средней ступени напряжения. На стороне 10 кВ примем к рассмотрению ОПН с номинальным напряжением 10 кВ, с длительным током 5 кА, максимальное значение скачка импульсного тока 250 А, максимальное рабочее напряжение ОПН 12,6 кВ, с умеренно холодным климатом (УХЛ1).

Расчет рабочего напряжения ведется по формуле 52:

$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot 10,5}{\sqrt{3}} \approx 6,64 \text{ кВ}.$$

ОПН марки РВ– 10 – 5 – 250 – УХЛ1 прошел проверку по условию ($U_{\text{рабОПН}} \geq U_{\text{рабсети}}$) и принят к установке на средней ступени напряжения.

6.6 Выбор измерительного ТН на стороне 35 и 10 кВ

На средней и низкой ступени напряжения выбираем измерительный трансформатор напряжения (далее по тексту ТН) марки самарского электроцита (заземляемый трансформатор напряжения однофазный электромагнитный с литой изоляцией УХЛ1) [28]. Сотрудниками ПС Дмитриев была предоставлена вторичная нагрузка ТН на СН и НН. Итого на стороне средней ступени напряжения к ЗНОЛ – 35 будет подключено мощность 35 ВА. Условие проверки $S_{\text{измтрн}} \geq S_{\text{нагр}}$ [23]. Паспортное значение ЗНОЛ 400 ВА. Условие выполняется $400 \text{ ВА} \geq 35 \text{ ВА}$. Итого к НН подключено $S_{\text{итого}} = 46,5 \text{ ВА}$. Условие проверки $S_{\text{измтрн}} \geq S_{\text{нагр}}$. Паспортное значение ЗНОЛ 250 ВА. Условие выполняется $250 \text{ ВА} \geq 46,5 \text{ ВА}$.

6.7 Выбор трансформатора тока на стороне 110/35/10 ПС Дмитриев

Для стороны высокого напряжения (110 кВ) выбираем измерительный трансформатор тока ТОГФ наружной установки с климатическим исполнением УХЛ1, коэффициент трансформации 60. В начале сравниваем номинальные напряжения сети и трансформатора ток. Условие соблюдается $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$ [22]. Следующий шаг проверка по $I_{\text{номТТ}} \geq I_{\text{сети}}$. $I_{\text{сети}} = 124,93 \text{ А}$ (согласно расчету из раздела 6.1). $I_{\text{номТТ}} = 300 \text{ А}$ (согласно каталожным данным). Условие соблюдается $300 \text{ А} \geq 124,93 \text{ А}$. Далее проверяем по $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}} = 22,55 \text{ кА}$ (согласно расчету из раздела 6.1 на стороне 110 кВ). $I_{\text{пр.сквоз}} = 160 \text{ кА}$ (паспортное значение ТТ). Условие соблюдается $160 \text{ кА} \geq 22,55 \text{ кА}$.

Заключительный этап проверка по термической стойкости $B_{\text{к(ТТ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}} = 3717 \text{ кА}^2/\text{с}$ (раздел 6.1 – 110 кВ). $B_{\text{к(ТТ)}} = 11900 \text{ кА}^2/\text{с}$ (исходя из технического паспорта). Условие соблюдается $11900 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 3717 \text{ кА}^2/\text{с}$. На ПС Дмитриев на высокой ступени напряжения принимаем измерительный трансформатор тока ТОГФ.

Для стороны среднего напряжения рассмотрим трансформатор марки ТОЛ, с коэффициентом трансформации 200. Проверяем по $(U_{\text{номТТ}}=U_{\text{сети}})$. $U_{\text{номТТ}}=35$ кВ, $U_{\text{сети}}=35$ кВ. Условие соблюдается. Проверяем по $I_{\text{номТТ}} \geq I_{\text{сети}}$. $I_{\text{сети}} = 388,32$ А (согласно расчету из раздела 6.1). $I_{\text{номТТ}} = 1000$ А (согласно каталожным данным). Условие соблюдается $1000 \text{ А} \geq 388,32 \text{ А}$. Сравниваем значения $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}} = 14,1$ кА (согласно расчету из раздела 6.1 на стороне 35 кВ). $I_{\text{пр.сквоз}} = 64$ кА (паспортное значение ТТ). Условие соблюдается $64 \text{ кА} \geq 14,1 \text{ кА}$. Сравниваем по $B_{\text{к(ТТ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}} = 667 \text{ кА}^2/\text{с}$ (раздел 6.1 – 35 кВ). $B_{\text{к(ТТ)}} = 1875 \text{ кА}^2/\text{с}$ (исходя из технического паспорта). Условие соблюдается $1875 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 667 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Для стороны НН рассмотрим трансформатор марки ТОЛ, с коэффициентом трансформации 1500/5 (300). $U_{\text{номТТ}}=U_{\text{сети}}$ совпадают. (10,5 кВ=10,5 кВ). Условие соблюдается. Сравниваем значения $I_{\text{номТТ}} \geq I_{\text{сети}}$. $I_{\text{сети}} = 1368,36$ А (согласно расчету из раздела 6.1). $I_{\text{номТТ}} = 1500$ А (согласно каталожным данным). Условие соблюдается $1500 \text{ А} \geq 1368,36 \text{ А}$. Далее $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}} = 17,77$ кА (согласно расчету из раздела 6.1 на стороне 10,5 кВ). $I_{\text{пр.сквоз}} = 80$ кА (паспортное значение ТТ). Условие соблюдается $80 \text{ кА} \geq 17,77 \text{ кА}$. Переходим к $B_{\text{к(ТТ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}} = 1036 \text{ кА}^2/\text{с}$ (раздел 6.1 – 35 кВ). $B_{\text{к(ТТ)}} = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$ (исходя из технического паспорта). Условие соблюдается $1036 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Вывод по разделу 6. В настоящем разделе выпускной квалификационной работе было выбрано (к установке) и проверено (на термическую и электродинамическую стойкость) следующее электрооборудования на ПС Дмитриев 110/35/10. Высоковольтный силовой выключатель на стороне 110/35/10 кВ, разъединитель на стороне высокого и среднего напряжения, трансформатор тока на стороне ВН, СН, НН, трансформатор напряжения на СН и НН, ограничитель перенапряжения на СН, ВН, НН, жесткий токопровод на НН, гибкий токопровод на ВН и СН.

7 Расчет заземления и молниезащитного электрооборудования на

7.1 Выбор молниеотводов на понижающей подстанции

В качестве основного элемента защиты оборудования будем использовать систему с молниеотводами [10]. Для этого нам необходимо рассчитать непосредственно количество устанавливаемых молниеотводов на понижающей подстанции, высоту молниеотвода ($h_{\text{молн}}$) и радиус защиты молниеотвода относительно защищаемого оборудования ($r_{\text{защ}}$) и непосредственно относительно земли ($r_{\text{зем}}$). Исходные данные для расчета это средняя высота защищаемого электрооборудования ($h_{\text{защ}}=10$ м). Высота электродов, которые располагаются на порталах равна 20 м ($h_{\text{эл1}}$ и $h_{\text{эл2}}$).

По формуле 53 найдем высоту молниеотвода для электрода 1 и электрода 2:

$$\begin{aligned}h_{\text{молн1}} &= 0,8 \cdot h_{\text{эл1}}; \\h_{\text{молн2}} &= 0,8 \cdot h_{\text{эл2}}; \\h_{\text{молн1}} &= 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ м}; \\h_{\text{молн2}} &= 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ м}.\end{aligned}\tag{53}$$

Далее необходимо найти радиус защиты молниеотвода на уровне земли:

$$\begin{aligned}r_{\text{зем}} &= 0,8 \cdot h_{\text{эл1}}; \\r_{\text{зем}} &= 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ м}.\end{aligned}\tag{54}$$

Радиус защиты молниеотвода относительно защищ. оборудования:

$$r_{\text{защ}} = \frac{r_{\text{зем}} \cdot (h_{\text{молн}} - h_{\text{защ}})}{h_{\text{молн}}};\tag{55}$$

$$r_{\text{защ}} = \frac{16 \cdot (16 - 10)}{16} = 6 \text{ м.}$$

Для защиты комплектно распределительного устройства необходимо провести дополнительный расчет защиты относительно защищаемого электрооборудования ($r_{\text{защ}}$) так как $h_{\text{защ}}$ изменится с 10 метров до 5 м (высота КРУН). $r_{\text{защ}}$ находим по формуле 55:

$$r_{\text{защ}} = \frac{16 \cdot (16 - 5)}{16} = 9 \text{ м.}$$

В результате расчета к установке на ПС «Дмитриев» принимается 4 молниеотвода марки СМ, с максимальной высотой в 20 метров и радиусом защиты относительно ЭО в 6 м, относительно земли 16 м.

7.2 Расчет системы заземления на ПС Дмитриев

Система заземления ПС Дмитриев изображена на рисунке 6.

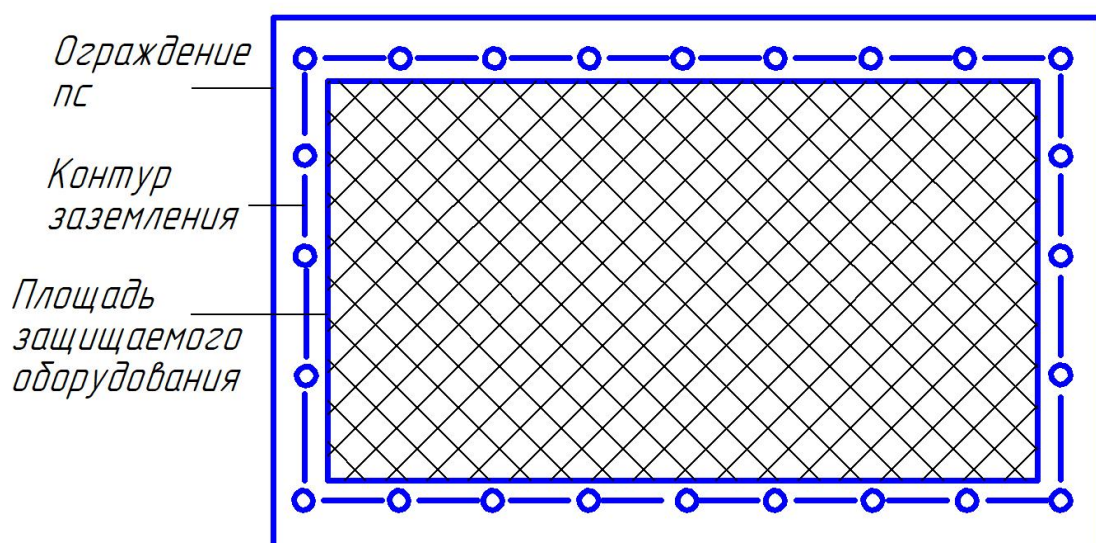


Рисунок 6 – Контур заземления ПС Дмитриев

Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Необходимые параметры для вычисления контура заземления

Параметр	Единица измерения	Значение	Графическое обозначение
Сопротивление заземлителя/ человека/ протекания	Ом	0,5/1000/225	$R_z / R_{\text{тела}} / R_{\text{стп}}$
Предельно допустимое напряжение (прикосновение)	В	500	$U_{\text{пр}}$
Длительность воздействия	с	0,065	τ
Сопротивление грунта (удельное)	Ом·м	300	$\rho_{\text{гр}}$
Площадь ПС Дмитриев	м ²	8000	$S_{\text{пс}}$
Глубина опускания электродов	м	0,5	$t_{\text{гл}}$
Длина заземлителя (верт/гор)	м	1560/5	$L_{\text{г}}/l_{\text{верт}}$
Грунтовый коэффициент	-	0,5	M
Расстояние между вер. заземлител.	м	10	a

Первым этапом расчета заземления – это нахождение напряжения на заземляющем устройстве (заземлителя) по формуле 56:

$$U_{\text{зазем}} = \frac{U_{\text{пр}}}{k_{\Pi}}; \quad (56)$$

где k_{Π} – расчётный коэффициент прикосновения (формула 57).

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \left(\frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} \right)}{\frac{l_{\text{верт}} \cdot L_z^{0,45}}{a \cdot \sqrt{S}}}; \quad (57)$$

$$k_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot \left(\frac{1000}{1000 + 255} \right)}{\frac{5 \cdot 1560^{0,45}}{10 \cdot \sqrt{8000}}} \approx 0,154.$$

Подставляем значение k_{Π} в формулу 56.

$$U_{\text{зазем}} = \frac{500}{0,153} \approx 3247 \text{ В}.$$

Далее находим непосредственное сопротивление заземлителя отстраиваясь однофазного КЗ на стороне высокого напряжения.

$$R_{\text{зазем}} = \frac{U_{\text{зазем}}}{I^{(1)}}; \quad (58)$$

$$R_{\text{зазем}} = \frac{3247}{8800} = 0,369 \text{ Ом}.$$

Переходим к расчету общего сопротивления системы заземления:

$$R_{\text{общ}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{гр}}}{\sqrt{S_{\text{пс}}}} + \frac{\rho_{\text{гр}}}{L'_{\Gamma} + L_{\Sigma \text{В}}}; \quad (59)$$

где A – расчетный коэффициент глубины электродов,

$\rho_{\text{гр}}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м,

L'_2 – расчетное значение длины полос заземлителей, м,

$L_{\Sigma \text{В}}$ – общая длина всех вертикальных заземлителей, м.

По формуле 60 найдем значение длины полос заземлителей:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S_{\text{пс}}} \cdot m + 1; \quad (60)$$

где m – расчетное число ячеек (формула 61).

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S_{\text{пс}}}} - 1; \quad (61)$$

$$m = \frac{1560}{2 \cdot \sqrt{8000}} - 1 \approx 8.$$

Зная число ячеек находим значение длин полос (формула 60):

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{8000} \cdot 8 + 1 = 1610 \text{ м}.$$

Далее необходимо найти число вертикальных заземлителей на ПС:

$$n_{\text{верт}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_{\text{пс}}}}{1 \cdot l_{\text{в}}}; \quad (62)$$
$$n_{\text{верт}} = \frac{4 \cdot \sqrt{8000}}{1 \cdot 5} \approx 72.$$

Общая длина всех вертикальных заземлителей находится по формуле 63:

$$L_{\Sigma \text{в}} = n_{\text{верт}} \cdot l_{\text{в}}; \quad (63)$$
$$L_{\Sigma \text{в}} = 72 \cdot 5 = 360 \text{ м}.$$

Расчетный коэффициент глубины электродов считается по формуле 64:

$$A = H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot H_{\text{отн}}; \quad (64)$$

где $H_{\text{отн}}$ – расчетный коэффициент, показывающий относительную глубину погружения для вертикальных заземлителей (формула 65).

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_{\text{в}} + t_{\text{гл}}}{\sqrt{S_{\text{пс}}}}; \quad (65)$$
$$H_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{8000}} = 0,061;$$
$$A = 0,061 - 0,25 \cdot 0,061 = 0,045.$$

Подставляем найденные значения в формулу 59:

$$R_{\text{общ}} = 0,045 \cdot \frac{150}{\sqrt{8000}} + \frac{150}{1610 + 360} = 0,151 \text{ Ом}.$$

Заключительный этап найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{прик}} = k_{\text{п}} \cdot I^{(1)} \cdot R_{\text{общ}}; \quad (66)$$

$$U_{\text{прик}} = 0,154 \cdot 8800 \cdot 0,151 = 204,64 \text{ В}.$$

Условие проверки системы заземления на ПС ($U_{\text{пр}} \geq U_{\text{прик}}$). условие соблюдается $500 \text{ В} \geq 204,64 \text{ В}$, система заземления принимается к установке на понижающей подстанции Дмитриев 110/35/10.

Выводы по разделу 7. В данном разделе было рассчитана молниезащита действующий ПС Дмитриев, в качестве защиты выбраны 4 молниеотвода марки СМ для защиты ВН и один молниеотвод марки СМ для защиты комплектно распределительного устройства. Так же была рассчитана система заземления, которая полностью удовлетворяет требованиям безопасности и надежности электроснабжения ($U_{\text{пр}} = 500 \text{ В} \geq U_{\text{прик}} = 204,64 \text{ В}$).

8 Релейная защита и автоматика на ПС Дмитриев

На понижающей подстанции в Курской области в настоящей выпускной квалификационной работе были выбраны два силовых трансформатора марки ТДТН с $S_{\text{ном}} = 25$ МВА, ТТ на высокой ступени напряжения марки ТОГФ – 110, с $K_T = 60$, ТТ на средней ступени напряжения марки ТОЛ – 35, с $K_T = 200$, ТТ на низкой ступени напряжения марки ТОЛ – 1, с $K_T = 300$.

Объект защиты – силовой трансформатор ТДТН 25000 кВА. Для его защиты рассчитаем дифференциальную защиту, которая обладает абсолютной селективностью. В качестве технического решения воспользуемся распространенным в сфере энергетики (в частности в РЗА) микропроцессорным блоком Сириус – ТЗ [8].

Согласно анализу Железнодорожного энергорайона Курской области (раздел 1 ВКР), мы выяснили что климатические условия суровые, в свою очередь Сириус – ТЗ обладает высокими техническими параметрами устойчивости к непогоде.

В начале необходимо рассчитать значение первичного тока на каждой ступени напряжения (ВН, СН, НН) [11]. Эти значения совпадают с значениями, которые были рассчитаны нами ранее по формуле 48. ВН – 124,93 А, СН – 388,32 А, НН – 1368,36 А

Значение вторичного тока на ступени ВН, СН, НН силового трансформатора рассчитывается по формуле 67:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{I_{\text{перв.}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (67)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы СТ принимаем значение равное «1» для

ВН и СН, для НН – корень из трех,

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ на соответственной стороне напряжения.

Высшая ступени напряжения:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{124,93 \cdot 1}{60} = 2,08 \text{ А}.$$

Средняя ступени напряжения:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{624,9 \cdot 1}{200} \approx 3,12 \text{ А}.$$

Низшая ступени напряжения:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{1368,36 \cdot \sqrt{3}}{300} \approx 7,94 \text{ А}.$$

Далее следуем условию, что если у принятых нами трансформаторов тока (на ВН, СН и НН соответственно), значение вторичного тока равно 5 А, то максимально возможный промежуток выравнивания для ТТ (обусловленный номинальным первичным током) равен от 1,01÷10 А. Все рассчитанные токи по формуле 67 попадают в этот промежуток. Следовательно, принимаем эти токи за базисные значения на каждой ступени напряжения.

Переходим к расчету тока небаланса при сквозном токе по формуле 68:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{сквоз.}}; \quad (68)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отсечки, который используется для настройки срабатывания релейной защиты при превышении порогового значения тока,

$K_{\text{пер}}$ – параметр преобразования,

$K_{\text{одн}}$ – значение, связанное с одновременными искажениям токов и напряжений на различных сторонах трансформатора,

ε – составляющая ошибки измерений (погрешность трансформаторов тока),

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – изменение напряжения из-за регулирования под нагрузкой,

$\Delta f_{\text{доб}}$ – дополнительная составляющая по частоте, при изменении тока,

$I_{\text{сквоз.}}$ – значение сквозного тока, который проходит через трансформатор, не вызывая внутренних повреждений, но учитываемый для корректной работы защиты.

$$I_{\text{неб}} = 1,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 \cdot I_{\text{сквоз.}} = 0,52 \cdot I_{\text{сквоз.}}.$$

Параметр снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{(1 - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}; \quad (69)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{(1 - 0,4)} = 0,77.$$

Ведем перерасчет формулы 69, для того чтобы получить процентное значение (формула 79) $K_{\text{сн.т}}$ должен лежать в промежутке от 10÷100%:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{K_{\text{отс}} - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}}{K_{\text{сн.т}}} \cdot 100\%; \quad (70)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{0,52}{0,77} \cdot 100\% \approx 68\%.$$

Условие соблюдается $10\% \leq 68\% \leq 100\%$.

Ток небаланса при внешнем КЗ находим по формуле 71:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{вн.кз}} ; \quad (71)$$

где $I_{\text{вн.кз}}$ – значения тока КЗ рассчитанное в разделе 5 настоящей ВКР.

$$I_{\text{неб}} = 1,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 \cdot 8,5 = 4,42 \text{ А} .$$

Максимальное значения внешнего КЗ на ступени ВН, СН и НН ПС Дмитриев находится по формулам 72÷74.

Высшая ступени напряжения:

$$I_{\text{кз.вн.махВН}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}}{I_{\text{пер.ВН}}} ; \quad (72)$$

$$I_{\text{кз.вн.махВН}} = \frac{8500}{124,93} = 68,03 \text{ А} .$$

Средняя ступени напряжения:

$$I_{\text{кз.вн.махСН}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}}{I_{\text{пер.СН}}} ; \quad (73)$$

$$I_{\text{кз.вн.махСН}} = \frac{3050}{388,32} = 7,85 \text{ А} .$$

Низшая ступени напряжения:

$$I_{\text{кз.вн.махНН}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}}{I_{\text{пер.НН}}} ; \quad (74)$$

$$I_{\text{кз.вн.махНН}} = \frac{7460}{1368,36} = 5,45 \text{ А} .$$

Найдем отношение дифференциального тока к номинальному току для средней и низшей ступени напряжения (формула 84). На ВН проверять нецелесообразно, так как в 99% случаев защита проходит проверку по «чувствительности».

Средняя ступень:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.вн.мах СН}} ; \quad (75)$$

где $K_{\text{нб}}$ – параметра небаланса, при вторичном номинальном токе в пять Ампер, составляет 0,7.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,85 = 6,59 .$$

Низшая ступень:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,45 = 4,58 .$$

Принимаем $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} = 7$.

Ток срабатывания ДЗТ – 2 для каждого класса напряжения рассчитывается по формуле 76:

$$I_{\text{сз}} = I_{\text{н}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} ; \quad (76)$$

где $K_{\text{в}}$ – параметр возврата реле в прежнее состояние до его срабатывания.

Высшая ступень:

$$I_{сз} = 2,08 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 2,63 \text{ А}.$$

Средняя ступень:

$$I_{сз} = 3,12 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 3,94 \text{ А}.$$

Низшая ступень:

$$I_{сз} = 7,94 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 10,03 \text{ А}.$$

Выводы по разделу 8. В данном разделе была посчитана релейная защита (далее по тексту РЗиА) (на основе микропроцессорной базы сириус – ТЗ) силового трансформатора ТДТН с $S_{ном} = 25$ МВА. Для всех ступеней напряжения посчитаны токи срабатывания релейной защиты, так же посчитано значения тока небаланса, от которого будет отстроена РЗиА. Так же найдены максимальное значения внешнего КЗ на каждом классе напряжения 110/35/10 кВ.

9 Расчет собственных нужд ПС Дмитриев

Перечень оборудования, для которого необходим трансформатор собственных нужд (далее по тексту ТСН) отражен в таблице 6.

Таблица 6 – Электрическая нагрузка на ТСН

Оборудование	Активная мощность, кВт
Освещение комплектно – распределительного устройства (далее по тексту КРУН)	8
Освещение открытого распределительного устройства (далее по тексту ОРУ) 110 кВ	5
Освещение ОРУ 35 кВ	3
Вентиляционная система КРУН	12
Система охлаждения трансформатора ТДТН	10
Подогрев приводов высоковольтных силовых выключателей	5
Подогрев приводов разъединителей	9
Система отопления КРУН	7
Маслохозяйство для силового трансформатора	75
Система подзарядки аккумуляторных батарей	50
Итого по ПС (алгебраическая сумма активных мощностей), кВт	8+5+3+12+10+5+9+7+75+30=184

Зная активную мощность нагрузки на ТСН, найдем ее полную мощность по формуле 77:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{P_{\Sigma \text{ТСН}}}{\cos \varphi}; \quad (77)$$

где $\cos \varphi$ – среднее значение коэффициента мощности для всего электрооборудования ТСН.

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{184}{0,9} = 204,44 \text{ кВА}.$$

Далее необходимо найти полную мощность (на каждый ТСН) с учетом условия надежности электроснабжения для трансформаторов. $K_{\text{ТСН}} \leq 0,7$.

Полная мощность каждого ТСН при коэффициенте загрузке 0,7 рассчитывается по формуле 78:

$$S_{\text{ТСН}(0,7)} = S_{\text{ТСН}} \cdot K_{\text{ТСН}} ; \quad (78)$$

$$S_{\text{ТСН}(0,7)} = 204,44 \cdot 0,7 = 143,12 \text{ кВА} .$$

Исходя из расчетов принимаем к установке на ПС Дмитриев два ТСН марки ТМГ с номинальной установленной полной мощностью 160 кВА 10/04 кВ.

Вывод по разделу 9. В данном разделе были рассмотрены электрические потребители, которые подключены к ТСН на понижающей подстанции и на основе расчета полной мощности всех потребителей, были приняты к установке два ТСН марки ТМГ с $S_{\text{НОМ}} = 160 \text{ кВА}$.

Заключение

В настоящей выпускной квалификационной работе была выполнена реконструкция электрической части понижающей подстанции Дмитриев с тремя классами напряжения 110/35/10 кВ располагающееся в Курской области, являющееся частью Железнодорожного энергорайона.

Мероприятия проведенные в время реконструкции:

- проведен расчет электрической нагрузки на ПС Дмитриев, найдена максимальная продолжительность годовой нагрузки подстанции и составила она 5335 ч, а также был посчитан среднегодового коэффициента использования установленной мощности и составил он 0,61;
- произведена замена двух силовых трансформаторов марки ТДТН с номинальной мощностью 10 МВА, на силовые трансформаторы марки ТДТН с номинальной мощностью в 25 МВА (на основе технико-экономического расчета и расчета потерь в СТ), в связи с политикой развития Курской области 2023 – 2027, установленная полная мощность должна достигать значений в 22,5 МВА, что не соответствуют на сегодняшний день СТ установленными на ПС Дмитриев;
- выбрана электрическая схема на ОРУ кВ «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (110-4Н);
- рассчитаны симметричные токи КЗ на каждой ступени напряжения, а так же посчитаны несимметричные токи КЗ, в ряде случаев значение тока НКЗ превышало значение трехфазного тока КЗ;
- проверено на термическую и электродинамическую стойкость и принято к установке новое силовое оборудование на каждой ступени напряжения, а именно выбор высоковольтных силовых выключателей марки ВГТ – 110, ВР35НТ, ВВТЕЛ – 10, разъединителей марки РНДЗ

- 110, РДЗ – 35, гибкие шины на стороне 110 АС 400 и 35 кВ АС 120/19, жесткий токопровод на стороне 10 кВ марки АД (31 – Т) 80×10, трансформаторов тока ТОГФ – 110, ТОЛ – 35, ТОО – 10 кВ, трансформатора напряжения ЗНОЛ – 35, ЗНОЛ – 10, ОПН – 110 кВ марки РК, ОПН – 35 кВ марки РК, ОПН – 10 кВ марки РВ;
- выбрана молниезащита действующий ПС Дмитриев, в качестве защиты выбраны 4 молниеотвода марки СМ для защиты ВН и один молниеотвод марки СМ для защиты комплектно распределительного устройства;
- посчитана система заземления, которая полностью удовлетворяет требованиям безопасности и надежности электроснабжения;
- рассчитана релейная защита на основе микропроцессорной базы сириус – ТЗ силового трансформатора ТДТН с номинальной установленной мощностью в 25000 кВА.
- рассчитана электрическая мощность, подключенная к ТСН на понижающей подстанции и на основе расчета выбраны два трансформатора собственных нужд марки ТМГ (160 кВА).

В заключении можно сделать вывод о том, что в выпускной квалификационной работе решены все поставленные задачи по реконструкции электрической части понижающей подстанции ПС Дмитриев Курской области Железнодорожного энергорайона.

Список используемых источников

1. Афонин В. В., Набатов К. А. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие. М. : Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. 90 с.
2. Балаков Ю. Н., Мисриханов М. Ш., Шунтов А. В. Проектирование схем электроустановок : учебное пособие для вузов. М. : Издательский дом МЭИ, 2016. 288 с.
3. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования [Электронный ресурс]. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС». URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 07.10.2024).
4. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/44357/> (дата обращения: 28.09.2024).
5. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293841/4293841665> (дата обращения: 28.09.2024).
6. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: http://www.complexdoc.ru/pdf/ГОСТ%20Р%2052735-2007/gost_r_52735-2007 (дата обращения: 06.10.2024).
7. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов. М. : Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1985. 312 с.
8. Евминов Л. И., Добродей А. О. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Уч. Пособие к практическим занятиям по специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение по отраслям». М. : Гомель, 2016. 81 с.

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

10. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс] . URL: https://zandz.com/files/so_153-34_21_122-2003.pdf (дата обращения: 27.09.2024).

11. Коновалов В. И., Сотскова Е. Н., Хуртин А. Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосистем: Учебное пособие. М. : Москва: Издательство МГУ, 2018. 234 с.

12. Коробов Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование. М. : СПб, 2014. 192 с.

13. 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.

14. Кулеева Л. И., Митрофанов С. В., Семенова Л. А. Проектирование подстанции : Учебное пособие. М. : Оренбург. Изд-во ОГУ, 2016 114 с.

15. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. Том 6. М. : Москва: Энергия, 2006. 302 с.

16. ОПН-110 кВ [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ФЕНИКС-88» ; каталог продукции. URL: <http://fenix88.com/products/productsall/opn110/> (дата обращения: 04.10.2024).

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

18. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. М. : Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.

19. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М. : ИЦ Академия, 2018. 448 с.

20. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. 10-е изд. М. : Академия, 2013. 448 с.
21. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] . URL: <https://www.elec.ru/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 26.09.2024).
22. Свердловский завод трансформаторов тока [Электронный ресурс]. URL: http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog_2019/katalog_2019_electr.pdf (дата обращения: 07.10.2024).
23. Старшинов В. А., Пираторов М. В., Козина М. А. Электрическая часть электростанций и подстанций. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
24. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти : Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.
25. Hirsch J. E. An Index to Quantify an Individual's Scientific Research Output that Takes into Account the Effect of Multiple Co-authorship. Scientometrics, 2020, vol. 85, no. 3, pp. 741–754.
26. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.
27. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.
28. Mathebula V. C. Insulation performance enhancement of aged current transformers using nanofluids // Protection and control of modern power systems. №13. 2022. P. 55-65.
29. Odoglu H. Guidelines to power transformer type, routine and special tests. [Электронный ресурс] URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/powersubstations/transformer-type-routine-special-tests> (дата обращения: 10.10.2024 г.).