

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
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 ПС 110 кВ «Мокроус» ЭС  
Саратовской области

Студент	<u>А.С. Пинемасов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>Д.Л. Спиридонов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	<u>А.В. Кириллова</u> (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)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

Тольятти 2019

## АННОТАЦИЯ

В данной квалификационной работе «Реконструкция электрической части ПС 110 кВ «Мокроус» ЭС Саратовской области» рассмотрена возможность реконструкции электрической части понизительной подстанции в связи сильным и моральным износом оборудования из-за длительной эксплуатации.

Главной задачей данной работы является – обеспечение качественного электроснабжения социально значимых потребителей города Мокроус, с сокращением аварийных отключений, за счет применения в РУ-110 кВ схемы выполненной современными выключателями 110 кВ, и повышения надежности электроснабжения объектов ПАО «РЖД», ПАО «Газпром».

В работе подробно выполнен расчет ожидаемых электрических нагрузок потребителей подстанции 110 кВ Мокроус с учетом новых потребителей планируемых к подключению в РУ-10 кВ данной подстанции. С учетом расчетных нагрузок определена мощность силовых трансформаторов. Исходя из требований к надежности электроснабжения и обеспечения нормальной работы потребителей при оперативных переключениях во внешней электрической сети ЭС Саратовской области выбрана электрическая схема открытого распределительного устройства 110 кВ с современными элегазовыми выключателями. На основании разработанной структуры понизительной подстанции проведены расчеты токов короткого замыкания. Выбранное оборудование электрической части подстанции, отвечающие всем условия надёжности.

Данная работа выполнена на 45 листах формата А4 и содержит 2 рисунка, 15 таблиц. Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

## ABSTRACT

This thesis project is devoted to the reconstruction of the 110 kV electrical part of the Mokrous substation caused by the comprehensive modernization of the electrical power system of the Saratov region.

The final draft includes an explanatory note on 45 pages, an introduction consisting of 2 pages, 3 figures, 15 tables, a list of 25 references, including 5 foreign sources, and a graphic part on 6 sheets of A1 format.

The decision to replace the equipment was made when collecting information about the design object. It turned out that because of long-term operation, most of the equipment ceased to meet modern requirements and standards.

The purpose of this work is to provide consumers with high-quality and uninterrupted electrical energy at the 110 kV Mokrous substation.

The key issue of the graduation project is the reduction of emergency outages due to the use of a circuit with a modern high-voltage switch in a 110 kV switchgear.

The issues of determining the expected electrical loads of consumers at the 110 kV substation «Mokrous», the capacity of power transformers at substation and selecting the electrical equipment of the reconstructed substation that meets all the reliability conditions are highlighted in the project's general part.

The technique applied has confirmed that replacing of equipment actually will contribute to the achievement of the aim.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Анализ существующего положения ПС 110 кВ Мокроус .....	8
2 Ожидаемые электрические нагрузки реконструируемой подстанции .....	11
3 Выбор силовых трансформаторов реконструируемой подстанции.....	14
4 Разработка электрической части реконструируемой понизительной подстанции .....	15
5 Расчёт токов короткого замыкания понизительной подстанции .....	17
6 Выбор электрооборудования .....	21
6.1 Выбор оборудования ОРУ ПС 110 кВ .....	22
6.1.1 Выбор выключателей.....	22
6.1.2 Выбор разъединителей 110 кВ.....	23
6.1.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ .....	24
6.1.4 Выбор измерительного ТН - 110 кВ.....	25
6.1.5 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ .....	26
6.2 Выбор оборудования ЗРУ ПС 110 кВ .....	26
6.2.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ .....	27
6.2.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ .....	29
6.2.3 Выбор трансформатора напряжения.....	31
6.2.4 Выбор гибких шин .....	31
6.2.5 Выбор изоляторов .....	32
7 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов .....	33
7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ .....	33
7.2 Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора .....	36

7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора .....	38
7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	38
8 Расчёт защитного заземления реконструируемой подстанции .....	40
9 Собственные нужды подстанции и система оперативного тока.....	42
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	44

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день на территории Российской Федерации развернута широкомасштабная компания по модернизации электрических сетей территориальных энергосистем.

Это связано, прежде всего с тем, что длительное время модернизация электросетевого оборудования не проводилась. Это привело к сильному моральному и физическому износу существующего электросетевого оборудования.

С каждым годом в электроэнергетики происходит совершенствование законодательной базы для технологического регулирования крупных компаний электроэнергетической отрасли, а также для снижения количества аварийных ситуаций в ЕЭС России.

В соответствии с отчетами Министерства энергетики Российской Федерации количество аварийных ситуаций в электрических сетях 110 кВ начиная с 2013 года имеет тренд в сторону снижения, это связано с тем, что на территории Российской Федерации в 2009 году утверждена «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» [1].

Основные тезисы данной программы направлены на глобальную реконструкцию существующих электрических сетей с внедрением современных технологий повышающие энергоэффективность электросетевого комплекса, а также ввод в эксплуатацию современного электрооборудования.

Исходя из выше сказанного, резюмируем, что вопросы модернизации существующих понизительных подстанций в части электрической части, особенно в части применения современного электрооборудования, являются на сегодняшний день актуальными.

Целью ВКР является реконструкция электрической части существующей ПС 110 кВ «Мокроус» ЭС Саратовской области для

повышения надежности системы электроснабжения потребителей данной ПС с обеспечением всех вышеуказанных требований.

Для решения поставленной цели в данной работе будут решены ряд задач:

1. Проведен анализ существующего графика нагрузок ПС 110 кВ Мокроус.

2. Выполнен анализ существующей схемы электрической части ПС 110 кВ Мокроус и выбрана новая схема ОРУ-110 кВ.

3. Выполнен анализ загрузки существующих трансформаторов и рассмотрена необходимость установки трансформаторов большей мощности.

4. Проведен расчет токов короткого замыкания и на основании полученных значений будет выбрано оборудование электрической части подстанции.

5. Рассмотреть вопросы внедрения микропроцессорной релейной защиты взамен электромеханической.

Решение поставленных задач позволит обеспечить надёжную, бесперебойную рабочую систему электроснабжения потребителей существующей ПС 110 кВ «Мокроус».

## **1 Анализ существующего положения ПС 110 кВ Мокроус**

«ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Волги» (далее - ПАО «МРСК Волги», Общество, Компания) учреждено по решению учредителя (Распоряжение Председателя Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 22 июня 2007 года №191р) в рамках реформирования Российской энергетической отрасли» [1].

На основании публичных данных «в настоящее время ПАО «МРСК Волги» представляет собой единую операционную Компанию, центр управления которой расположен в городе Саратове. Деятельность Общества направлена на обеспечение эффективного, бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей, устранение дефицита мощности в зоне ответственности Компании, увеличение пропускной способности сетей, модернизацию и обновление основных фондов» [1].

Электроэнергетический комплекс Саратовской области характеризуется следующими особенностями, что отражено в инвестиционных программах электросетевых организаций:

- значительное количество электросетевых объектов имеют высокий физический износ и требуют реконструкции;
- требуется реконструкция и модернизация общесистемных средств управления (РЗА, ПА, АИИСКУЭ);
- на территории области находится в эксплуатации электросетевое оборудование, срок эксплуатации которого превысил нормативный;
- распределительные сети низкого напряжения находятся в собственности 53 территориальных сетевых организаций.

В соответствии с программой модернизации электросетевого комплекса сетевой компании, часть крупных понизительных подстанций данной части энергосистемы включены в план по реконструкции на 2020 год. При этом, одной из такой подстанцией является ПС 110 кВ «Мокроус»,



так как устаревшее электрооборудование и схема ОРУ 110 кВ данной подстанции не соответствуют современным требованиям.

На основании проведенного анализа технического задания на реконструкцию ПС 110 кВ, было установлено, что в районе расположения подстанции к 2025 году планируется возведения предприятий, относящиеся к сельскохозяйственному комплексу, поэтому нагрузка приходящаяся на прилегающие сети, а также на саму подстанцию в скором времени увеличится, что делает вопрос модернизации электрической данной подстанции актуальным.

Данная подстанция была построена в 1966 году и расположена в Энегельском энергорайоне г. Мокроус Саратовской области. По данным ПАО «МРСК Волги», предпосылкой реализации проекта является сильный физический и моральный износ оборудования. Из-за длительной эксплуатации оборудование морально и физически устарело. Повысить надежность работы существующего оборудования при плановом техобслуживании не представляется возможным, необходима его замена на новое.

Основной задачей, решаемой в рамках инвестиционного проекта, является обеспечение качественного электроснабжения социально значимых потребителей города Мокроус, в том числе: социально значимых объектов - 27 шт., население -6384 человек. Будет проведена модернизация схемы РУ-110, с установкой секционного выключателя, повышена надежность работы ВЛ-110 кВ Наливная-Ершов в связи с сокращением (исключением) аварийных отключений, связанных с применением в РУ-110 кВ схемы выполненной с отделителями 110 кВ, влияет на надежность электроснабжения объектов ПАО «РЖД», ПАО «Газпром».

Запланирована реконструкция ОРУ-110 кВ на ПС 110/10 кВ «Мокроус». В объем планируемых работ будет выполнено:

- 1.замена отделителя ОД на 110 кВ;
- 2.замена короткозамыкателя (КЗ) со стороны ВЛ 110 кВ;

- 3.установки В-110 кВ,
- 4.демонтаж устаревшей КРУН-10;
- 5.монтаж нового КРУ-10 кВ
- 6.реконструкция сооружений, планировка территории.

В рамках реализации проекта также будет проработан вопрос необходимости изменения установленной мощности существующих силовых трансформаторов.

Таблица 1.1 – Анализ технических решений

Электрооборудование	До реконструкции	После реализации проекта
Выключатель	-	Элегазовый 110 кВ 3 шт.
Отделитель	ОД-110 кВ	-
Короткозамыкатель	КЗ-110 кВ	-
Разъединитель	РЛНД-110 6 шт.	РДЗ-110 6 шт.
Ограничитель напряжения	РВС 4 шт.	ОПН 4 шт.
КРУН -10 кВ	2 шт.	2 шт.

Исходя из выше изложенного все технические решения и расчёты, выполненные при проектировании наружной электросети объектов, ставят своей целью обеспечить надёжную, бесперебойную рабочую систему электроснабжения потребителей существующей ПС 110 кВ «Мокроус».

## 2 Ожидаемые электрические нагрузки реконструируемой подстанции

К реконструируемой ПС 110 кВ «Мокроус» подключены социально значимые потребители города Мокроус, в том числе: социально значимые объектов - 27 шт., население -6384 человек.

Также в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к ПАО «МРСК» Волги планируется до 2020 года подключение новых потребителей. Приведем годовой график потребления мощности потребителей ПС 110 кВ "Мокроус" с учетом новых потребителей (рисунок 2).

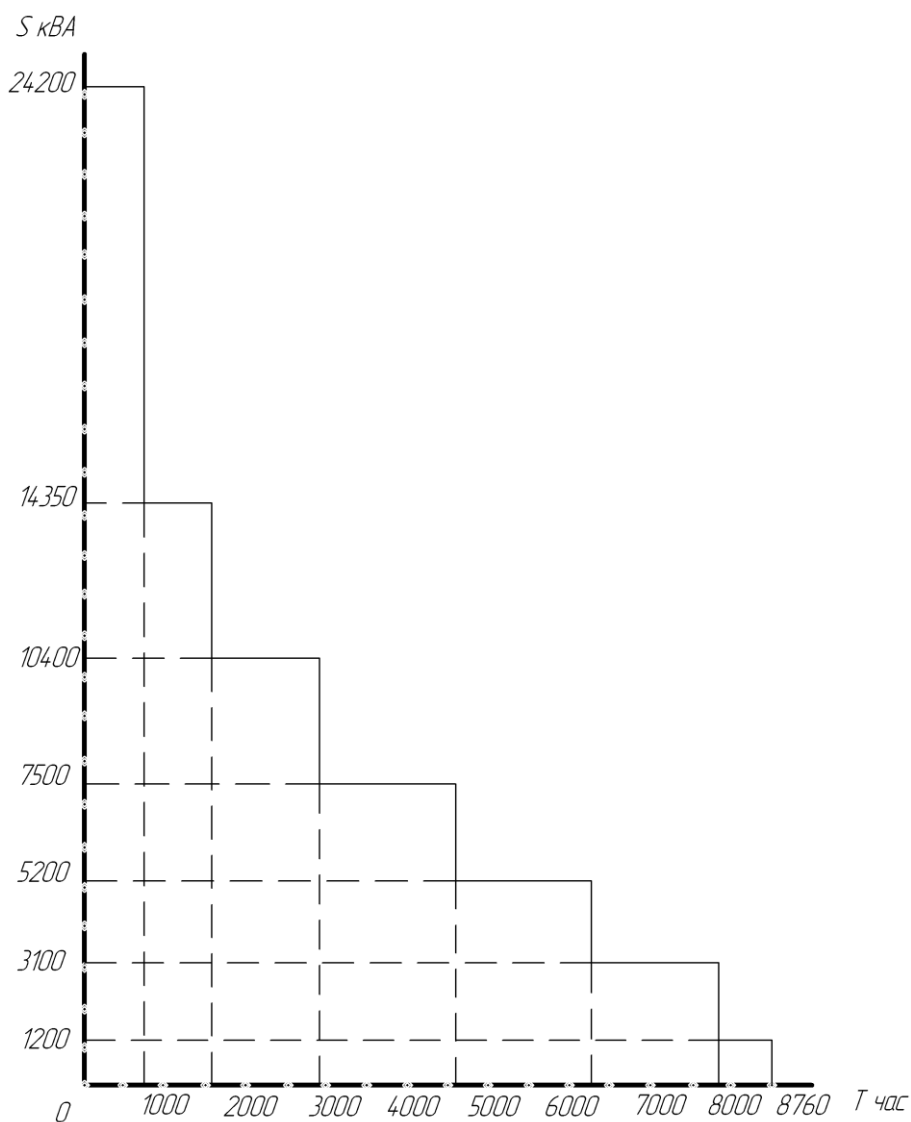


Рисунок 2 – Годовой график нагрузки ПС 110 кВ Мокроус

По известному годовому графику, по продолжительности для заданных потребителей определяем мощность, как для отдельных потребителей, так и для подстанции в целом:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos\phi_{in}} = \frac{24200}{0.92} = 26304 \text{ кВА}$$

где:  $\cos\phi = 0,92$ -коэффициент мощности потребителей.

Определяем значение потребляемой электроэнергии отдельных потребителей:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in} \cdot t_{in} \quad (2.1)$$

где:  $P_{in}$  - потребляемая активная мощность соответствующей ступени графика, кВт;

$t_{in}$  - продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час.

Определяем значение потребляемой электроэнергии по подстанции 110 кВ Мокроус:

$$W_{доп} = \left( \begin{array}{l} 24200 \cdot 540 + 14350 \cdot 1060 + 10400 \cdot 1300 + 7500 \cdot 1700 + \\ + 5200 \cdot 1700 + 3100 \cdot 1500 + 1200 \cdot 960 \end{array} \right) = 69191 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определим количество часов использования максимальной нагрузки:

$$T_m = \frac{W_{\max}}{P_{\max}} = \frac{69191}{24,2} = 3859 \text{ч}$$

Таким образом, максимальная мощность, приходящаяся на подстанцию «Мокроус» без учета новых потребителей составит 26,3 МВА.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение планируется подключение новых потребителей установленной мощностью 5 МВА, таким образом, максимальная нагрузка приходящаяся на подстанцию с учетом новых потребителей составит 31,3 МВА.

На подстанции 110 кВ Мокроус установлены два трансформатора типа ТРДН-25000/110/10 кВ.

Исходя из анализа нагрузок приходящихся на подстанцию, делаем вывод, что трансформаторы на 25 МВА по пропускной способности обеспечивают ввод новых потребителей, таким образом, изменение установленной мощности силовых трансформаторов не требуется.

Основную прогнозную долю в структуре спроса на электрическую энергию Саратовской области в 2024 году будут занимать следующие отрасли:

- промышленность;
- транспорт и связь;
- прочие потребители (мелкомоторная нагрузка, объекты жилищно-коммунального хозяйства и т.п.);
- население и приравненные к нему группы.

### 3 Выбор силовых трансформаторов реконструируемой подстанции

Так как для данной подстанции техническими условиями определен тип и количество трансформаторов, то на ПС 110/10 кВ проведем расчет выбора установленной мощности трансформаторов.

Исходя из расчетов, приведенных в разделе 2 данной квалификационной работы, делаем вывод, что при расчетной мощности 31,3 МВА, достаточно будет двух трансформаторов типа ТРДН-25000/110/10.

В соответствии с технической литературой [9], даже при очевидных технических решениях, в данном случае при выборе установленной мощности трансформаторов, все равно необходимо проводить подтверждающие расчеты.

Таким образом, проведем проверку коэффициента загрузки выбираемых трансформаторов для двух вариантов по следующему условию:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.1)$$

Для ТРДН–25000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{31,3}{2 \cdot 25} = 0,56$$

где  $S_{max}$  – максимальная расчетная мощность, МВА;

$S_T$  – установленная мощность одного трансформатора, МВА;

$n$  – количество трансформаторов, шт.

Выбираем к установке трансформаторы ТРДН-25000/110/10.

#### 4 Разработка электрической части реконструируемой понизительной подстанции

В соответствии с технической литературой «понизительная подстанция предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств»[12].

Основные решения по схемам подстанций «принимаются с учётом обеспечения надёжности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации. При разработке стремятся к максимальному упрощению схемы и применения минимума коммутационной аппаратуры» [12].

Структурная схема реконструируемой понизительной подстанции представлена на рисунке 4.

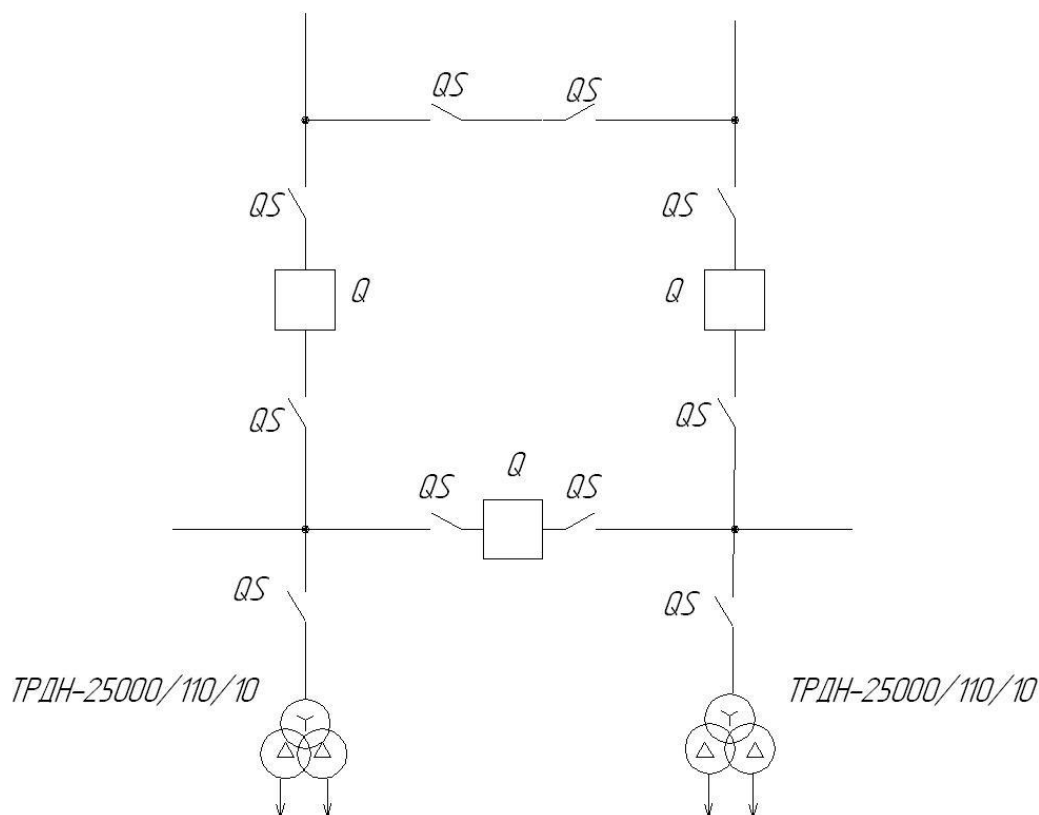


Рисунок 4 – Планируемая схема электрической части понизительной подстанции после реконструкции

Исходя из требований [7] к компоновки ОРУ 110 кВ на реконструируемых подстанциях, а также требований надежности [3] системы электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Мокроус, схему ОРУ 110 кВ необходимо выполнить с высоковольтными элегазовыми выключателями, а также ремонтной перемычкой со стороны силовых трансформаторов.

Данная компоновка электрической схемы ОРУ-110 кВ обеспечит нормальное функционирование подстанции при оперативных переключениях во внешней сети, а также при возникновении токов короткого замыкания в цепи одного из трансформаторов по высокой стороне 110 кВ.

Таким образом, ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне, и будет укомплектовано разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ (рисунок 4).



## 5 Расчёт токов короткого замыкания понизительной подстанции

В соответствии с технической литературой «расчет токов короткого замыкания вызван необходимостью защиты электрооборудования понизительных подстанций и электрических сетей в целом от разрушительного воздействия, которые оказывают токи КЗ на энергосистему. При этом токи КЗ могут привести к разрушению не только электрооборудования, а также привести к аварийным ситуациям в энергосистеме, которые бывают как локального так и системного характера» [12].

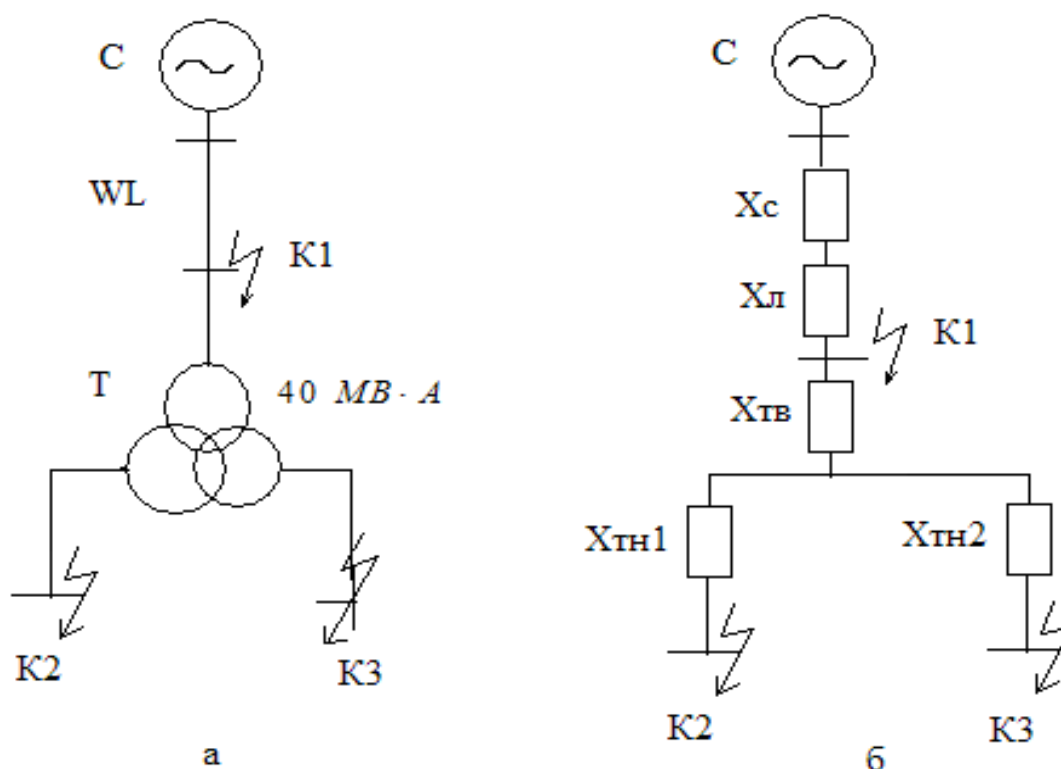


Рисунок 5 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Данные для расчета тока короткого замыкания:

Система:  $U_H = 110$  кВ;  $S_6 = 100$  МВА;  $S_K = 2700$  МВА

Воздушные линии:  $X_0 = 0,4$  Ом / км;  $l = 12$  км;  $U_H = 110$  кВ

Силовой трансформатор:  $S_H = 25$  МВА;  $S_6 = 100$  МВА .

«Сопротивление системы определяем по формуле» [12]:

$$X_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{100}{2700} = 0,037;$$

«Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ питающей подстанцию от внешней системы электроснабжения» [12]:

$$X_{л*} = X_0 \cdot \ell = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,036$$

«Рассчитаем сопротивление трансформаторов»[12]:

$$X_{т.вн*} = \frac{U_{внк\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нт}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,053;$$

$$X_{т.нн*} = \frac{U_{ннк\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нт}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,735;$$

Определим значение тока ТКЗ в момент возникновения аварии [12]:

$$X_{\Sigma*} = X_{c*} + X_{л*} = 0,037 + 0,036 = 0,073$$

Определим для расчетов базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Действующее значение тока к.з в начальный момент времени:

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\Sigma}^*} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0.073} \cdot 0.502 = 6.877 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания при наихудших условиях:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{k1}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6.877 \cdot 1.8 = 17.506 \text{ кА}$$

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot I_{k1}^{(3)} \cdot U_H = \sqrt{3} \cdot 6.877 \cdot 115 = 1369.8 \text{ кВА}$$

Сопротивление в точке короткого замыкания по стороне 10 кВ:

$$X_{\Sigma}^* = X_{C*} + X_{Л*} + X_{ТВ*} + X_{ТН*} = 0.037 + 0.036 + 0.053 + 0.735 = 0.861$$

Определим для расчетов базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.499 \text{ кА}$$

Действующее значение тока к.з в начальный момент времени:

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\Sigma}^*} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0.861} \cdot 5.499 = 6.387 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания при наихудших условиях:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{k1}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6.387 \cdot 1.9 = 17.162 \text{ кА}$$

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot I_{k1}^{(3)} \cdot U_H = \sqrt{3} \cdot 6.387 \cdot 10.5 = 116.2 \text{ кВА}$$

Расчет однофазного КЗ в точке К1 схемы:

$$X_{2\Sigma} = 0.073$$

$$X_{0\Sigma} = 5.5 \cdot 0.036 = 0.2$$

$$\Delta X^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} = 0.073 + 0.2 = 0.273$$

$$I_{*k1}^{(1)} = \frac{3}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)}} = \frac{3}{0.073 + 0.273} = 8.671$$

$$I_{k1}^{(1)} = I_{*k1}^{(1)} \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 8.671 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 4.35 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{k1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1.9 \cdot 4.35 = 11.7 \text{ кА}$$

На основании полученных расчетных данных проведем выбор оборудования.

## 6 Выбор электрооборудования

Выбор оборудования понизительной подстанции 110/10 кВ, является одним из ответственных этапов при рассмотрении вопроса модернизации электрической части существующих подстанций.

Исходя из структуры существующей подстанции выбор оборудования электрической части подстанции в данной работе будет рассматриваться в два этапа:

1. Первый этап – выбор электрооборудование ОРУ-110 кВ
2. Второй этап – выбор электрооборудования ЗРУ-10 кВ.

На основании принятых технических решений (таблица 6.1) выберем электрооборудование электрической части ПС 110 кВ Мокроус.

Таблица 6.1 – Технические решений для реконструкции ПС 110 кВ

Электрооборудование	До реконструкции	После реализации проекта
Выключатель	-	Элегазовый 110 кВ 3 шт.
Отделитель	ОД-110 кВ	-
Короткозамыкатель	КЗ-110 кВ	-
Разъединитель	РЛНД-110 6 шт.	РДЗ-110 6 шт.
Ограничитель напряжения	РВС 4 шт.	ОПН 4 шт.
КРУН -10 кВ	2 шт.	2 шт.

Отметим, что в соответствии с ПУЭ, все электрооборудование понизительных подстанций выбирается по номинальным параметрам, таким как номинальное напряжение, номинальный ток [3]. Данные условия продиктованы техническими решениями обеспечивающие нормальную работу электроустановок.

Номинальному напряжению [15], исходя из требований по изоляции:

$$U_{\text{ном.сети}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (6.1)$$

Номинальному току [15], исходя из требований по допустимому длительному нагреву:

$$I_{\text{ном.сети}} \geq I_{\text{max}}, \quad (6.2)$$

На основании токов короткого замыкания все электрооборудование проверяется на [15]:

Динамическую стойкость [16], исходя из требований по механической стойкости к разрушениям:

$$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.3)$$

Термическую стойкость [16], исходя из требований к кратковременному нагреву токопроводящих элементах при воздействии токов короткого замыкания:

$$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_k \quad (6.4)$$

## **6.1 Выбор оборудования ОРУ ПС 110 кВ**

### **6.1.1 Выбор выключателей**

Параметры элегазовых выключателей выбираем на основании [18], а также на основании расчетных формул (6.1) – (6.4), а также проведем проверку на отключающую способность:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (6.5)$$

$$I_{\text{T.C}}^2 \times t_{\text{T.C}} \geq I_{\text{к}}^2 \times t_{\text{к}}, \quad (6.6)$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.2

Таблица 6.2 – Расчетные значений выбираемых выключателей

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора выключателя	$U_{пр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{пр} > I_{расч}$	А
	$I_{T.C}^2 \times t_{T.C} \geq I_K^2 \times t_K$	кА <sup>2</sup> с
	$i_y < i_{пр.с}$	кА
Данные расчетные	110	кВ
	177,15	А
	17,1	кА <sup>2</sup> с
	33	кА
Паспортные данные завода изготовителя	115	кВ
	2000	А
	102	кА <sup>2</sup> с
	40	кА

В соответствии с таблицей 6.1 ОРУ -110 кВ будет укомплектовано силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ типа ВГТ.

### 6.1.2 Выбор разъединителей 110 кВ

1. Определим номинальный длительный ток:

$$I_{ном} = 630 \text{ А} \geq I_{ном} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А}$$

2. Рассчитаем значение тока короткого замыкания при наихудших условия для проверки на динамическую стойкость:

$$i_{пр.с} = \sqrt{2} \cdot 80 = 113 \text{ кА} \geq i_{уд} = 17.16 \text{ кА}$$

3. Расчетные значения для проверки на термическую стойкость:

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = 80^2 \cdot 0,2 = 1280 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_K = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = 6.9^2 (0,2 + 0,5) = 33.33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Разъединители выбираются только для РУ наружной установки.

Выбираем разъединитель РНДЗ-2-110/630

Таблица 6.3 – Выбор разъединитель РНДЗ-2-110/630

№	Наименование величины	Расчетные данные	Каталожн. данные	Единица измер.
1	$U_{\text{ном}}$	110	110	кВ
2	$I_{\text{ном}}$	176	630	А
4	$i_{\text{пр.с}}$	17	113	кА
5	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$	33	1280	кАс <sup>2</sup>

### 6.1.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

«Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется по номинальным параметрам» [13].

К установки трансформаторы тока с элегазовой изоляцией.

Таблица 6.4 – Условия выбора ТТ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	176 А	100-200-400 А
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}$	33,3 кА <sup>2</sup> с	63 кА <sup>2</sup> с
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_{\text{в}} < i_{\text{пр.с}}$	17,16 кА	40 кА

Определим допустимую нагрузку вторичных цепей ТТ и выберем сечение проводов для подключение электроизмерительных приборов к измерительным цепям ТТ:

$$S_{\text{приб}} = 0,1 \text{ ВА},$$

Сопротивление электроизмерительных приборов подключенных к измерительным цепям ТТ:



$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma\text{пр}}}{I_{\text{н}}^2} = \frac{0.1}{5^2} = 0.004 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пров}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 3.3 - 0.004 - 0.1 = 3.2 \text{ Ом}$$

Принимая длину соединительных проводов для электроизмерительных приборов 65 м, материал жил - медь, сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 65}{3.2} = 0.99 \text{ мм}^2$$

Сечения жилы соединительных проводов составит 2,5 мм<sup>2</sup>.

Выбираем трансформатор тока для силовых трансформаторов ТВТ – 110.

Таблица 6.5 – Данные по выбору ТВТ

Параметры	Расчетное значение	Номинальное значение	Условие выбора
$U_{\text{ном}}$	110	110	кВ
$I_{\text{ном}}$	176	300	А
$i_{\text{пр.с}}$	11,4	82	кА
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$	3,2	3,3	Ом

#### 6.1.4 Выбор измерительного ТН - 110 кВ

Выбор трансформатора напряжения.

Выбор трансформатора напряжения также выполняется по номинальному напряжению, конструкции и схеме соединений обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки

Вторичная нагрузка должна удовлетворять условию

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}} \quad (6.7)$$

где  $S_2$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

### **6.1.5 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ**

ОПН предназначены для защиты электрооборудования понизительных подстанций от грозовых и коммутационных перенапряжений.

ОПН являются практичным элементом, поэтому получили на сегодняшний день широкое применение.

На сегодняшний день заводов изготовителей ОПН на 110 кВ и выше огромное множество, но все ОПН на 110 кВ обладают схожими эксплуатационными характеристиками.

Поэтому выбираем ограничители перенапряжения типа ОПН-П.

Все ОПН-П для ОРУ 110 кВ имеют исполнение для наружной установки УХЛ1, таким образом технические требования по выбору оборудования для ОРУ – 110 кВ учтены.

### **6.2 Выбор оборудования ЗРУ ПС 110 кВ**

В соответствии с техническим заданием на реконструкцию ПС 110/10 кВ, при модернизации РУ 10 кВ будут выполнены следующие работы:

- демонтаж масляных выключателя типа ВМП;
- демонтаж счетчиков СЭТ-4ТМ, класса точности 0,5s.
- демонтаж трансформаторов тока типа ТПЛ.
- монтаж вакуумных выключателя типа ВВУ.
- монтаж МП релейной защиты типа БМРЗ.
- монтаж комбинированного блока питания типа КБП – 301.
- монтаж трансформаторов тока типа ТПЛ – 6 кВ.
- установка ОПН-10.
- монтаж счетчика системы учета.
- монтаж новых ячеек КРУ.

Одним из перспективных типов ячеек для установки в ЗРУ 10 кВ являются ячейки КРУ типа СЭЩ. Данные ячейки имеют множество преимуществ, одно из которых – высокая степень локализации производства данных ячеек на заводе изготовителя, что повышает качество сборки данных ячеек, а также увеличивает срок службы электрооборудования.

Данные ячейки будут укомплектованы вакуумными выключателями производства завода изготовителя КРУ ВВУ-СЭЩ, трансформаторами тока типа ТОЛ, трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ, ограничителями перенапряжения ОПН на 10 кВ, микропроцессорной релейной защитой.

Полная компоновка необходимым электрооборудованием данных ячеек на заводе изготовителя является оптимальным решением.

### 6.2.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ

Определим расчетный ток нагрузки на стороне НН:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962 \text{ A}$$

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962 \text{ A}$$

Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания 0,2 с. составляет:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{откл} + T_a) = 6,4^2 (0,2 + 0,1) = 12,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетные значений токов коротких замыканий и их расчет сведем в таблицу 6.6.

Выбираем вакуумный выключатель ВВУ производства Электроцит.  
Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 - Расчетные и каталожные данные

Выключатель ВВУ		
Расчетные данные	Каталожные данные	Единица измерений
$U_{\text{ном}} = 10$	$U_{\text{сет.ном}} = 10$	кВ
$I_{\text{max}} = 962$	$I_{\text{ном}} = 1000$	А
$I_{\text{н,о}}^3 = 6.4$	$I_{\text{откл.ном.}} = 31.5$	кА
$i_{\text{а,т}} = 8,23$	$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном.}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном.}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 31.5 = 8.91$	кА
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,т}} + i_{\text{а,т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 6.4 + 8,23 = 17.28$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном.}} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot (1 + 0,2) = 53.46$	кА
$I_{\text{н,о}} = 6.4$	$I_{\text{пр.с}} = 31.5 \text{ кА}$	кА
$i_{\text{уд.}} = 17.16$	$i_{\text{пр.с}} = 44.55$	кА
$B_{\text{к}} = 12.29$	$t_{\text{откл}} \langle t_{\text{Т}}, I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 31.5^2 \cdot 0,2 = 198$	$\text{кА}^2 \times \text{с}$

## 6.2.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

1. Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (6.8)$$

2. Номинальному длительному току:

$$I_{\text{Iном}} \geq I_{\text{ном}} \quad (6.9)$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр.с}} = K_{\text{ЭД}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{Iном}} \geq i_{\text{уд}} \quad (6.10)$$

4. На термическую стойкость:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k \quad (6.11)$$

5. Конструкции и классу точности;

6. Вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (6.12)$$

где  $Z_{2ном}$  – номинальное полное сопротивление нагрузки трансформатора тока в выбранном классе точности, которое может быть принято равным:  $Z_2 \approx R_2$

Контроль за работой трансформатора с расщепленной обмоткой по стороне НН ведут с помощью приборов, которые устанавливаются на ПС на стороне НН: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии.

Таблица 6.7 - Данные приборов:

Прибор	Тип	S прибора [В·А]
Амперметр	Э-377	0,1
Ваттметр	Д-365	0,5
Варметр	Д-365	0,5
Счетчик активной энергии	САЭ – 681	2
Счетчик реактивной энергии	СР4У – И673 М	2,5

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

$$S_{приб} = 0,1 + 3 \cdot 2 + 3 \cdot 2,5 + 0,5 + 0,5 = 14,6 \text{ ВА}$$

Допустимое сопротивление электроприборов вторичной цепи:

$$r_{приб} = \frac{S_{\Sigma пр}}{I_n^2} = \frac{14,6}{5^2} = 0,584 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводника:

$$r_{\text{пров}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 4,8 - 0,584 - 0,1 = 4,1 \text{ Ом}$$

Принимая длину соединительных проводов 45 м. с медными жилами, определяем сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 45}{4,1} = 0,54 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>.

Выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10:

### 6.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Выбор трансформатора напряжения также выполняется по номинальному напряжению, конструкции и схеме соединений обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{15,3^2 + 24,9^2} = 29,2 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-10.

### 6.2.4 Выбор гибких шин

Гибкие шины выполняются в основном проводами АС. Сечение гибких шин выбирается по следующим параметрам:

Экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{176}{1,1} = 160 \text{ мм}^2$$

Выбираем АС – 185.

Длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб}} = 160 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 510 \text{ A}$$

На термическую стойкость проверка не производится, так как шины расположены на открытом воздухе.

По условию коронирования:

$$1,07E \leq 0,8E_0$$

$$E_0 = 24,8 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 24,8 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,094}} \right) = 49 \text{ кВ / см}$$

$$E = 0,354 \frac{U_{\text{ном}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}} = 0,354 \frac{110}{0,094 \cdot \lg \frac{5}{0,094}} = 15,17 \text{ кВ / см}$$

### 6.2.5 Выбор изоляторов

Проходные изоляторы выбираются по:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$$

2. Допустимой нагрузке на изолятор:

$$F_{\text{расч}} \leq 0,6 \cdot F_{\text{разр}}$$

$$F_{\text{расч}} = 0,865 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{d} \cdot K_{\text{п}} \cdot \ell \cdot 10^{-7} = 0,865 \cdot \frac{17,5^2}{250} \cdot 1 \cdot 0,46 \cdot 10^{-7} = 0,05 \text{ Н}$$

$$0,5 \text{ Н} \leq 0,6 \cdot 7,5 = 4,5$$

Выбираем проходной изолятор: ИП – 10/1600 – 7,5 – УХЛ2



## 7 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

В соответствии с ПУЭ [3], для трансформатора выбирают следующие защиты:

– Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), так как данная защита является основной защитой, при этом имеет высокую степень защиты [3];

– В качестве резервной защиты от внутренних повреждений в силовых трансформаторах установим защиту «токовую отсечку» (ТО)» [3], данная защита устанавливается на каждый трансформатор отдельно;

– Максимальная токовая защита (МТЗ) выступает в качестве резервной защиты от внешних токов короткого замыкания [3];

– Защиту от перегрузки силовых трансформаторов. Данная защита необходима для исключения работы трансформатора с перегрузкой выше допустимых пределов. Отметим, что силовые трансформаторы выбраны с учетом перегрузочной способности на 40%, однако данная защита необходима для исключения «набросов» мощности на трансформаторы в случаи аварийных ситуаций во внешней сети системы электроснабжения.

### 7.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Расчет уставок защит трансформатора выполним на основании методики изложенной в технической литературе [17].

Исходя из последовательности, изложенной в [17], проведем расчет токов срабатывания ДЗТ.

Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраивают от тока небаланса при коротком замыкании во внешней сети системы электроснабжения [17]:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб}, \quad (7.1)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, который равен 1,3;

$I_{нб}$  – ток небаланса, протекающий через защиту при внешнем КЗ.

Данный ток небаланса возникает в связи с особенностями схемы подключения трансформаторов тока по высокой и низкой стороне для ДЗТ.

$$I_{нб} = k_A \times k_{одн} \times f_i \times I_{п,(0)Внеш}, \quad (7.2)$$

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

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

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

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

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

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

Так как при включении трансформатора в электрическую сеть (под напряжение) необходимо учитывать скачки тока в трансформаторе и по условию [17] определять отстройку защиты от данных скачков с учетом пуска трансформатора на холостом ходу:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{ном.Тр}, \quad (7.3)$$

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

$I_{ном.Тр}$  – номинальный ток трансформатора;

$$I_{с.з} = 754 \text{ А} > 1,2 \times 131 = 160 \text{ А},$$

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

Далее необходимо в соответствии методикой определить чувствительность выбираемой защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} \times k_{\text{сх N}}^{(n)}}{I_{\text{с.з}} \times k_{\text{сх N}}^{(3)}}, \quad (7.4)$$

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

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

Со стороны ВН (110 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему звезда и на стороне НН (10 кВ) в звезду:

$$I_{\text{п.о.к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{п.}(0)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2 = 7,1 \text{ кА},$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{7,1 \times 1}{0,754} = 9,4,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициента чувствительности должно быть не меньше 2. Условие выполнено  $k_{\text{ч}}$  ДЗТ равен 9,4.

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как:

$$I_{\text{ном.Тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.Тр}} \times k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (7.5)$$

Расчётные значения уставок ДЗТ представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Расчётные значения уставок устанавливаемой защиты ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	110 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном.Тр}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \times 110} = 177 \text{ А}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \times 10} = 1970 \text{ А}$
$k_{\text{ТТ}}$	400/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{\text{сх}}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{177}{\frac{300}{5}} = 3,31 \text{ А}$	$\frac{1970}{\frac{2500}{5}} = 4,73 \text{ А}$

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

Междуфазные токи короткого замыкания в обмотке трансформатора, являются одними из самых опасных, так как возникают внутри трансформатора и могут привести к крупным аварийным ситуациям, это связано со следующими факторами:

1. Дуга тока короткого замыкания возникает в среде трансформаторного масла. Трансформаторное масло имеет очень низкую температуру воспламенения, таким образом, при несвоевременной ликвидации межфазного тока короткого может произойти возгорание трансформаторного масла и трансформатора в целом.

2. Бак силового трансформатора имеет металлическую конструкцию и полностью герметичен, в связи с этим отсутствует возможность визуального осмотра трансформатора при повреждении и оценки причины срабатывания токовой отсечки РЗиА трансформатора без специальных мероприятий.

Учитывая выше изложенное, необходимо провести расчеты уставок ТО.

На первом этапе определим ток срабатывания защиты «при КЗ с противоположной стороны трансформатора» [17].

Для этого проведем следующий расчет:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} I_{КЗ \text{ макс } 10}, \quad (7.6)$$

где  $I_{с.з10}$  - ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

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

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

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

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

$$I_{с.з110} = 1,4 \times 2,28 = 3,19 \text{ кА}.$$

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

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

$$I_{с.з10} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ кА}.$$

Чувствительность токовой отсечки должна быть не менее 2:

$$k_{ч 110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$

$$k_{ч 10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

### 7.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

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

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} \times I_{\text{раб макс}}, \quad (7.8)$$

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

$k_B$  – коэффициент возврата;

$k_3$  – коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб макс 110}} = k_{\text{пер}} \times I_{\text{ном}} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ А},$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ А},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 110 кВ [14]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2 [3].

### 7.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

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

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

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{НОМ}}{k_{в}}, (7.9)$$

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

$k_{в}$  – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{с.з} = 1,05 \times \frac{131,4}{0,95} = 145,2 \text{ А,}$$

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

## 8 Расчёт защитного заземления реконструируемой подстанции

В соответствии с методикой расчета защитного заземления понижающей подстанции [19], проведем расчет и выбор количества заземляющих стержней, а также выбор контура заземления

На первоначальном этапе рассчитаем сопротивление одного стержня [19]:

$$R_C = \frac{\rho_{\text{РАСЧ}}}{2\pi l} \cdot \text{Ln} \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \text{Ln} \frac{4 \cdot t' + l}{5 \cdot t' - l} = \\ = \frac{125}{2\pi \cdot 10} \cdot \text{Ln} \frac{2 \cdot 10}{0.012} + \frac{1}{2} \text{Ln} \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{5 \cdot 5,7 - 10} = 15,32 \text{ Ом}$$

где  $\rho_{\text{РАСЧ}} = \rho \cdot K_C = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – расчетное сопротивление грунта;

$K_C = 1.25$  – коэффициент сезонности;

$t' = t + 0.5 \cdot L = 0.7 + 0.5 \cdot 10 = 5,7 \text{ м}$  – приведённая длина заложения.

Количество стержней [19]:

$$n_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0,55} = 56 \text{ шт}$$

где  $\eta_C = 0.55$  – коэффициент использования стержня.

Сопротивление заземляющей полосы [19]:

$$r_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{РАСЧ}}}{2\pi l} \cdot \text{Ln} \frac{2l^2}{bH} = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \text{Ln} \frac{2 \cdot 230^2}{0.04 \cdot 0.72} = 1.31 \text{ Ом}$$



Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{\Pi} = \frac{r_{\Pi}}{\eta_{\Pi}} = \frac{1.31}{0.8} = 1.63 \text{ Ом}$$

где  $\eta_{\Pi} = 0.8$  – коэффициент использования протяженных заземлителей;

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей [19]:

$$R = \frac{R_{\Pi} \cdot R_3}{R_{\Pi} + R_3} = \frac{1.63 \cdot 0,5}{1.63 + 0,5} = 0,38 \text{ Ом}$$

По полученным расчетам проведем расчет фактического количества стержней [19]:

$$\eta_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_c} = \frac{15.32}{0,38 \cdot 0.55} = 60 \text{ шт}$$

По результатам расчета получаем необходимо количество заземляющих стержней, равное 60 шт.

## **9 Собственные нужды подстанции и система оперативного тока**

Собственные нужды подстанции включают себя электрооборудование 380/220 В необходимое для нормального функционирования понизительной подстанции.

Прием и распределение электроэнергии собственных нужд на подстанции от трансформаторов собственных нужд осуществляется с помощью щита собственных нужд.

На данной подстанции в качестве трансформаторов собственных будут использоваться трансформаторы 10/0,4 кВ типа ТМГ, которые установлены в ячейках КРУ-10 кВ и подключены к 1 и 2 системам шин ЗРУ-10 кВ.

Система оперативного постоянного тока подстанции необходима для обеспечения жизнеспособности подстанции в период аварийных ситуации в энергосистеме и потери напряжения в питающих ВЛ-110 кВ.

К системе оперативного ПТ в первую очередь относятся аккумуляторные батарей [3], которые обеспечивают постоянным током в первую очередь работы РЗиА и работу приводов выключателей при потери напряжения в питающих ВЛ-110 кВ и подключены к щиту собственных нужд подстанции.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос модернизации электрической части ПС 110/10 кВ "Мокроус". Реконструкция данной подстанции необходима для подключения новых потребителей, а также повышения надежности системы электроснабжения электросетевого комплекса энергосистемы р.п. Мокроус Саратовской области.

В работе приведен анализ электрических нагрузок существующих потребителей с учетом планируемых к подключению новых потребителей. На основании проведенного анализа было установлено, что изменение установленной мощности силовых трансформаторов по 25 МВА не требуется, при этом имеется запас по мощности для подключения новых потребителей.

Произведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительного устройства 110 и 10 кВ. На основании полученных значений, а также с учетом схемы ОРУ-110 кВ выбрано соответствующее коммутационное оборудование ПС 10/110 кВ.

Выбрано электрооборудование понижающей подстанции 110/10 кВ, исходя из схемы ОРУ 110 кВ и комплектации ЗРУ 10 кВ.

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

Цели и задачи данной выпускной квалификационной работы достигнуты.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года»: утвержденное от 13.11.2009 г. М, 270 с.
2. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013. 398 с.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013. 369 с.
4. Вахнина В. В, Черненко А. Н. Электроснабжение предприятий и городов: Учеб. пособие. / Тольятти; ТГУ, 2007.
5. Вахнина В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. Пособие / Изд. 2-е, стер. Тольятти: ТГУ, 2014. 69 с.
6. Вахнина В.В., Горячева В.Л., Степкина В.Л. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2004. С. 92.
7. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование системы электроснабжения цеха предприятия: Методические указания для курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2012. С. 80.
8. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2012. 416 с.
9. Рожин А.Н. Внутрицеховое электроснабжение: учеб. пособие для выполнения курсового и дипломного проектов. М.: Киров: ВятГУ, 2006. 258 с.
10. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения: учебное пособие : Томский политехнический университет. М.: Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 180 с.

11. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению 2-е изд. М. : ФОРУМ, 2011. 136 с.
12. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проекта. М.: ФОРУМ: ИНФРА, 2010. 214 с.
13. Наумов И.В. Электроснабжение. М.: ИрГСХА, 2003. 188 с.
14. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование: Учебник. М.: Форум, 2015. 48 с.
15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие. М.: РадиоСофт, 2013. 328 с.
16. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. М.: Форум, 2018. 192 с.
17. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интернет Инжиниринг, 2005. 672 с.
18. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: НЦ ЭНАС, 2002. 152 с.
19. Рождествина А.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров). М.: КноРус, 2013. 368 с.
20. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2012. 480 с.
21. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. М.: Додэка XXI, 2011. 336 с.
22. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения . Справочные материалы по электрооборудованию учебное пособие. М.: Томск: издательство ТПУ , 2006. 248 с.
23. Harlow, James. Electric Power Transformer Engineering / Harlow, James, 2004, p. 357
24. Keith H. Billings. Switchmode Power Supply Handbook/ Keith H. Billings second edition, Holon McGraw-Hill book company 2012 656 p.

25. Sivanagaraju, S. Electric Power Transmission and Distribution/ Pearson Education, 2015, p. 607.

26.Das J. C. Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation / J.C. Das: Mc/Graw-Hil, 2010, p. 736.