

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы»

Обучающийся

А. А. Айтуаров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И. В. Горохов

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

Тольятти 2024

Аннотация

Актуальность данной ВКР заключается в том, что в связи с необходимостью подключения дополнительных производственных мощностей АО «Оренбургские минералы» требуется сооружение новой понизительной подстанции.

Целью данного проекта является разработка оптимальной конфигурации электрической части подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы», учитывающей требования энергетической безопасности, эффективности и экономической целесообразности. В ходе работы будут рассмотрены основные компоненты и параметры подстанции, методы расчета и выбора электрооборудования, а также принципы проектирования сетевых сооружений.

В работе проводится расчет электрических нагрузок, выбор оборудования, в том числе силовых трансформаторов подстанции. Учитываются требования по качеству электроэнергии и безопасности эксплуатации подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы». В результате предлагается оптимальная схема электрической части подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы» с учетом всех необходимых требований и нормативов.

Кроме того, проведен расчет молниезащиты и заземления подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы».

ВКР представляет собой пояснительную записку, состоящую из введения, четырех разделов основной части, заключения, списка используемой литературы и источников и графической части на 6 листах формата А1. Пояснительная записка выполнена на 70 листах формата А4, содержит 13 таблиц и 9 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Расчет электрических нагрузок	6
2 Выбор числа и мощности трансформаторов	9
2.1 Выбор силовых трансформатор	9
2.2 Выбор трансформатора собственных нужд.....	12
2.3 Выбор схемы распределительных устройств ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы».....	14
3 Выбор электрооборудования подстанции	17
3.1 Расчет токов КЗ	17
3.2 Выбор электрооборудования ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы»	26
3.2.1 Выбор и проверка ошиновки распредустройства ВН	26
3.2.2 Выбор и проверка ошиновки РУ НН.....	29
3.2.3 Выбор и проверка электрической аппаратуры 110 кВ	31
3.3 Релейная защита и автоматика подстанции	42
4 Молниезащита и заземление подстанции.....	56
4.1 Молниезащита подстанции	56
4.2 Заземление подстанции	60
Заключение	66
Список используемой литературы и используемых источников.....	68

Введение

В современном мире энергетика играет ключевую роль в развитии экономики и обеспечении комфорта жизни людей. Проектирование и эксплуатация электрических подстанций являются важными аспектами энергетической инфраструктуры. В данном исследовании рассматривается проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы».

АО «Оренбургские минералы» является одним из крупнейших производителей и экспортеров высококачественных минеральных удобрений в России и СНГ. Компания активно развивает свою производственную базу и инфраструктуру, включая энергетическую систему. Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ является важным этапом в реализации этого проекта.

Объектом исследования является подстанция 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы».

Предметом исследования ВКР (выпускной квалификационной работы) по проектированию электрической части ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы» являются процессы и методы проектирования электрической части подстанции, включая разработку проектной документации, выбор оборудования и технологий, анализ возможных рисков и способов их уменьшения, а также планирование и координация работ.

Целью данного проекта является разработка оптимальной конфигурации электрической части подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы», учитывающей требования энергетической безопасности, эффективности и экономической целесообразности. В ходе работы будут рассмотрены основные компоненты и параметры подстанции, методы расчета и выбора электрооборудования, а также принципы проектирования сетевых сооружений.

На основании поставленной цели необходимо выделить следующие задачи:

- рассчитать нагрузки подстанции;
- выбрать силовые трансформаторы ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы»;
- выбрать электрооборудование ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы»;
- разработать релейную защиту силового трансформатора подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы»;
- разработать молниезащиту и заземление.

В ходе выполнения исследования будут использованы методы математического моделирования, расчётов и анализа, а также современные программные средства для проектирования электрических систем.

Акцент будет сделан на анализе и проектировании технических решений, способствующих обеспечению надежной работы подстанции при минимальных эксплуатационных затратах. Кроме того, будут рассмотрены современные тенденции в области электроэнергетики, такие как внедрение интеллектуальных систем управления и мониторинга, а также возможности использования возобновляемых источников энергии.

Результатом данного исследования будет разработанный проект электрической части подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы», который будет соответствовать современным требованиям и стандартам, а также обеспечит надежное и эффективное функционирование энергетической системы предприятия.

1 Расчет электрических нагрузок

Этот раздел посвящен расчету электрических нагрузок подстанции с напряжением 110/10 кВ, что является ключевым этапом проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем. Расчет нагрузок необходим для определения требуемых параметров оборудования, электрических сетей и мощности, необходимой для обеспечения эффективного и надежного энергоснабжения. В данном разделе будут рассмотрены методы расчета активных и реактивных нагрузок, а также факторов, влияющих на них, таких как сезонные изменения, пиковые нагрузки, и характеристики подключенных потребителей. Проведение подробного анализа электрических нагрузок позволит оптимизировать процесс проектирования и обеспечить эффективное функционирование подстанции.

График полной мощности подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы». График полной мощности подстанции - это важный инструмент для анализа и планирования работы электроэнергетических систем. Он отображает изменения полной мощности, потребляемой или поставляемой подстанцией, в зависимости от времени суток, дня недели, времени года и других факторов. Этот график позволяет идентифицировать пиковые и минимальные нагрузки, определить периоды наибольшего и наименьшего потребления электроэнергии, что в свою очередь помогает эффективно управлять работой подстанции, планировать техническое обслуживание и оптимизировать использование ресурсов. График полной мощности подстанции часто используется инженерами и операторами электросетей для обеспечения надежной и эффективной работы энергосистемы.

Данный график «для ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» требуется для проверки на перегрузку силовых трансформаторов на ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» и выбора силовых трансформаторов.

Полная мощность ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» летом дана в таблице 1» [2].

Таблица 1 – Полная мощность ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» в летний период

Час	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$tg\varphi_{свi}$	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72
$P_{\Sigma псi}$	24,13	23,67	22,17	22,62	20,15	20,15	19,82	26,97	33,12	32,64	28,08	28,55
$S_{(i)}$	29,69	29,12	27,27	27,83	24,88	24,88	24,46	33,07	40,61	40,01	34,51	35,10
Час	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$tg\varphi_{свi}$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma псi}$	32,88	32,88	31,98	31,98	31,38	28,66	23,67	24,59	27,32	27,32	23,9	23,9
$S_{(i)}$	40,32	40,32	39,21	39,21	38,47	35,15	29,14	30,29	33,51	33,51	29,37	29,37

В зимний период полная мощность подстанции 110/10 кВ обычно имеет свои особенности, отличные от летнего периода. Например, в зимние месяцы потребление электроэнергии может увеличиваться из-за отопления жилых и производственных помещений, что может привести к увеличению нагрузки на подстанцию. График полной мощности подстанции в зимний период может показывать пики потребления электроэнергии в утренние и вечерние часы, когда активно используются отопительные системы в домах и офисах. Также возможны дополнительные пики потребления в связи с электрическим отоплением и использованием электрических обогревателей.

Для точного определения полной мощности подстанции в зимний период необходимо учитывать ряд факторов, таких как климатические условия, структуру потребления электроэнергии в регионе, наличие промышленных объектов и другие факторы. Полная мощность ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» в зимний период приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Полная мощность ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» в зимний период

Час	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$tg\varphi_{свi}$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma псi}$	29,38	29,29	28,59	28,69	27,49	27,49	35,09	35,09	37,24	37,05	35,61	35,81
$S_{(i)}$	36,12	36,00	35,14	35,27	33,89	33,89	43,02	43,02	45,66	45,42	43,74	43,94
Час	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$tg\varphi_{свi}$	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma псi}$	37,24	37,24	36,4	36,4	36,04	35,85	30,54	32,61	31,55	31,55	29,03	29,03
$S_{(i)}$	45,66	45,66	44,65	44,65	44,21	43,97	37,57	40,01	38,71	38,71	35,68	35,68

По приведенным мощностям $S_{(i)}$ из таблицы 1 и таблицы 2 строится график полной мощности ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы», приведенный на рисунке 1.

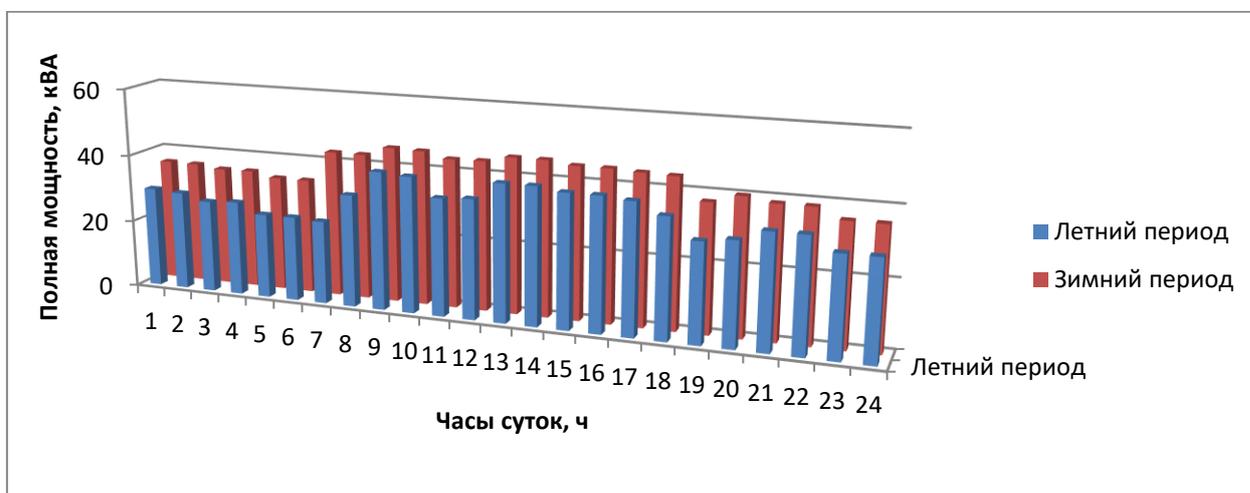


Рисунок 1 – График полной мощности ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы»

Из графика нагрузки видно, что максимальная мощности проектируемой подстанции составляет 45660 кВА.

Выводы по разделу 1

В первом разделе ВКР определена максимальная мощность проектируемой подстанции. Построен график полной мощности ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы», который необходим для выбора и проверки силовых трансформаторов и оборудования подстанции. Анализ электрической нагрузки является важным этапом в проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем. График нагрузки позволяет наглядно отобразить динамику потребления электроэнергии в течение определенного временного периода. Построение графика электрической нагрузки подстанции включает в себя учет различных факторов, влияющих на потребление электроэнергии, таких как сезонные изменения, климатические условия, особенности рабочих процессов потребителей и др.

2 Выбор числа и мощности трансформаторов

2.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы являются основными компонентами электрической части подстанции, играя ключевую роль в передаче и преобразовании электроэнергии с одного напряжения на другое. Выбор подходящих силовых трансформаторов для подстанции 110/10 кВ имеет решающее значение для обеспечения её надежной и эффективной работы.

В данном разделе будет рассмотрен процесс выбора силовых трансформаторов, учитывая технические характеристики подстанции, требования к передаче и распределению электроэнергии, а также факторы, влияющие на эксплуатационные характеристики и стоимость оборудования.

В частности, будет проанализирована мощность трансформаторов, необходимая для обеспечения потребностей подстанции и её клиентов, а также учитывающая потери энергии в процессе преобразования. Также будут рассмотрены вопросы выбора типа трансформаторов, их конструктивных особенностей, класса нагрузки и уровня эффективности.

Мощность трансформаторов на ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» должна быть такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй мог воспринять основную нагрузку ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» [1]:

$$S_{н.тр.} \geq S_{max} / k_{п}, \quad (1)$$

где S_{max} – максимальная расчетная мощность ПС 110/10 по вышеприведенным графикам нагрузки;

$k_{п}$ – коэффициент перегрузки трансформатора, $k_{п} = 1,4$ [4];

$$S_{н.тр.} \geq 45,66 / 1,4 = 32,6 \text{ МВА.}$$

Принимаем к установке два силовых трансформатора с расщепленной обмоткой ТРДН–40000/110/10/10 [24]. Технические характеристики представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры трансформаторов ТРДН–40000/110/10 У1

Параметры	Значение
Мощность трансформатора	40000 кВА
Номинальное напряжение ВН	115 кВ
Номинальное напряжение НН	11 кВ
Потери ХХ	22,0 кВт
Потери КЗ	170,0 кВт
Напряжение КЗ	10,5 %
Ток ХХ	0,28 %
Габариты	6500 мм x 4000 мм x 6000 мм
Масса	63200 кг

«Построение эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции» [1].

График будем строить для летнего периода, так как в данный периоды загрузка трансформаторов выше.

«Для проверки нагрузочной способности выбранных трансформаторов, построим двухступенчатые графики их загрузки» [1]. Рассчитаем эквивалентные значения мощности:

$$S_{\text{экв1}} = \sqrt{\frac{37,57^2 + 40,01^2 + 38,71^2 \cdot 2 + 35,68^2 \cdot 2 + 36,12^2 + 36,00^2 + 35,14^2 + 35,27^2}{10}} = 36,93 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{экв2}} = \sqrt{\frac{43,02^2 \cdot 2 + 45,66^2 \cdot 3 + 45,65^2 \cdot 2 + 45,42^2 + 43,74^2 + 43,94^2 + 44,21^2 + 43,97^2}{12}} = 44,65 \text{ МВА.}$$

Эквивалентный двухступенчатый график приведен на рисунке 2.

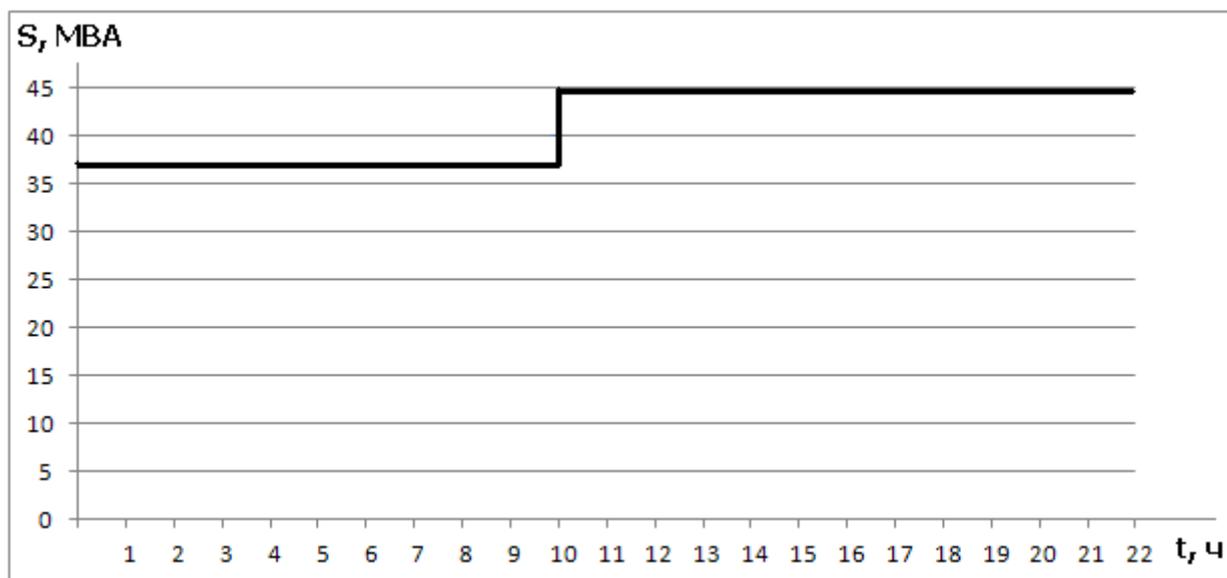


Рисунок 2 – Эквивалентный двухступенчатый график

$$\kappa_1 = \frac{S_{\text{экв1}}}{S_{\text{ном}}} \quad (2)$$

$$\kappa_1 = \frac{36,93}{40} = 0,92;$$

$$\kappa_2 = \frac{S_{\text{экв2}}}{S_{\text{ном}}} \quad (3)$$

$$\kappa_2 = \frac{44,65}{40} = 1,12$$

«При имеющимся одном максимуме трансформатор загружен менее номинальной мощности. При десятичасовой загрузке 92 % трансформатор может перегружаться в 1,12 раз в течении 24 часов, что соответствует исходному графику нагрузки» [1].

В данном разделе были рассмотрены ключевые аспекты выбора силовых трансформаторов для подстанции с напряжением 110/10 кВ. Этот процесс является фундаментальным для обеспечения эффективной работы подстанции и надежного энергоснабжения потребителей. Правильный выбор силовых трансформаторов является важным условием для обеспечения стабильной и эффективной работы подстанции 110/10 кВ. Он позволяет оптимизировать

процесс передачи и распределения электроэнергии, обеспечивая надежное энергоснабжение потребителей и соблюдение технических и экономических требований энергетической системы.

2.2 Выбор трансформатора собственных нужд

«Одним из ключевых аспектов проектирования электрической части подстанции 110/10 кВ является выбор трансформатора собственных нужд, который предназначен для обеспечения собственных» [1] потребностей подстанции в электроэнергии, необходимой для собственного технологического процесса и поддержания работы вспомогательного оборудования.

В данном разделе будет осуществлен анализ требований подстанции к электроэнергии для собственных нужд, включая потребление энергии на основное и вспомогательное оборудование, запасы энергии для непрерывного функционирования, а также возможность резервирования и автономного питания. Также будет рассмотрен выбор оптимального типа и мощности трансформатора, учитывая специфику энергопотребления подстанции, потери в электросети, энергоэффективность и экономическую целесообразность.

«На проектируемой подстанции предусматривается питание цепей защиты, управления, сигнализации на переменном оперативном токе.

Электроприемниками системы СН ПС являются: электрические двигатели системы охлаждения трансформаторов подстанции; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными в них электроаппаратами и приборами; электрическое отопление и электроосвещение, система пожаротушения.

Установленная мощность ТСН» [1] ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» вычисляется как [1]:

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot S_{\text{max}} \quad (4)$$

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot 45660 = 456 \text{ кВА.}$$

Принимается два трансформатора ТМ–630/10 У1. Так как в настоящее время на подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы» установлены силовые трансформаторы ТМ–63/10 У1, то необходимо их заменить на трансформаторы ТМ–630/10 У1.

Технические характеристики трансформаторов ТМ–630/10/0,4 У1 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры трансформаторов ТМ–630/10/0,4 У1

Параметры	Значение
Мощность трансформатора	630 кВА
Номинальное напряжение ВН	10,5 кВ
Номинальное напряжение НН	0,4 кВ
Потери ХХ	1050 Вт
Потери КЗ	7600 кВт
Напряжение КЗ	5,5 %
Ток ХХ	2,0 %
Габариты	1930 мм × 1180 мм × 1910 мм
Масса	2105 кг

В данном подразделе был рассмотрен процесс выбора трансформатора для удовлетворения собственных потребностей подстанции. Выбор подходящего трансформатора является ключевым шагом в проектировании и строительстве электроэнергетических систем, поскольку от этого зависит эффективность и надежность работы всей системы. Выбор трансформатора собственных нужд является важным этапом в процессе проектирования и эксплуатации подстанции, который напрямую влияет на ее эффективность, надежность и безопасность. Поэтому необходимо уделить достаточное внимание этому процессу и провести все необходимые расчеты и анализы для принятия обоснованного решения.

2.3 Выбор схемы распределительных устройств ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы»

Распределительные устройства играют важную роль в эффективной и надежной работе подстанции 110/10 кВ, обеспечивая передачу электроэнергии от трансформаторов к конечным потребителям. Выбор оптимальной схемы распределительных устройств является ключевым этапом проектирования подстанции, поскольку от этого зависит эффективность, надежность и безопасность ее функционирования. В данном разделе будет осуществлен анализ различных схем распределительных устройств, учитывая особенности территориальных, технических и эксплуатационных условий подстанции 110/10 кВ. Рассматриваться будут различные конфигурации распределительных устройств, такие как радиальные, петлевые, кольцевые и комбинированные схемы, с учетом их преимуществ и недостатков.

«Электрические схемы распределительных устройств рассматриваемой подстанции необходимо выбирать на основании рекомендаций, изложенных в ГОСТ Р 59279–2020» [6].

«Учитывая типовые схемы, определенные в перечне типовых схем по классам напряжения 35–750 кВ и области их применения (согласно ГОСТ Р 59279–2020) для напряжений 110 кВ и 10 кВ и с учетом количества присоединений на сторонах ВН и НН подстанции предусматриваются следующие схемы распределительных устройств» [6].

«При четырех присоединениях ОРУ 110 кВ (2 ВЛ 110 кВ и 2 силовых трансформатора) выполняется по схеме 110 – 4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны ЛЭП, приведенная на рисунке 3» [6].

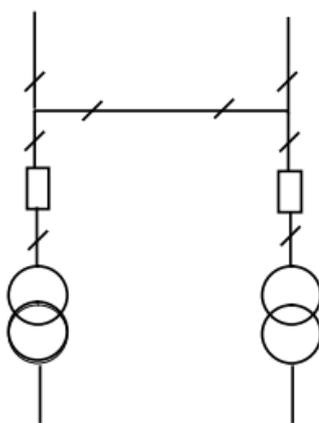


Рисунок 3 – Схема 110 – 4Н

«При 24 присоединениях РУ 10 кВ (20 отходящих ЛЭП 10 кВ и 4 ввода от силовых трансформаторов) выполняется по схеме № 10–2 Две одиночные, секционированные выключателем системы шин, приведенная на рисунке 4» [6].

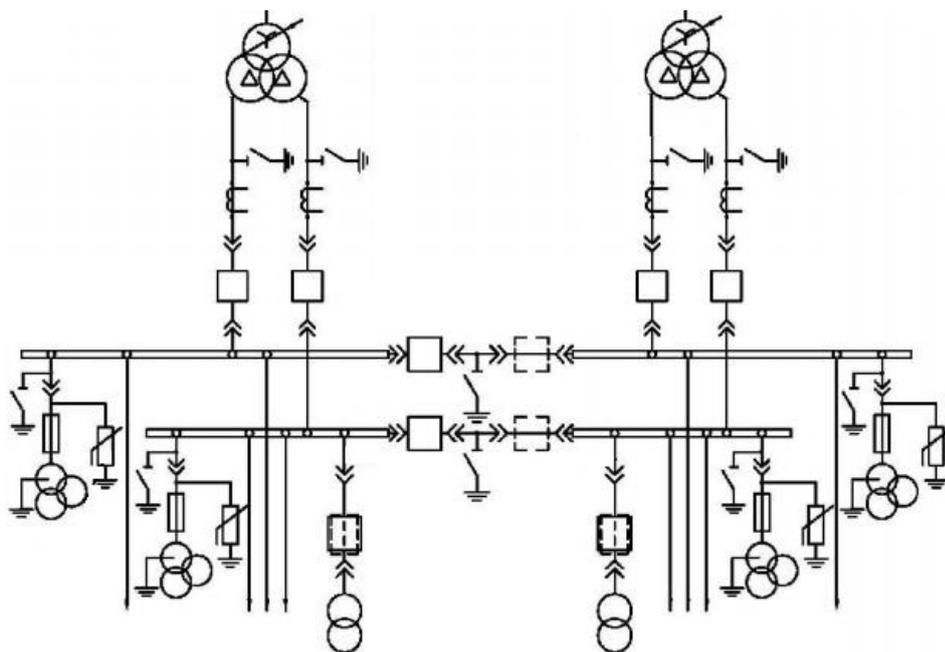


Рисунок 4 – Схема № 10–2

«Принимаем раздельную работу трансформаторов для уменьшения ТКЗ. На секционном выключателе необходимо предусмотреть установку устройства АВР.»

Распредустройство НН выполняется с применением ячеек КРУ с выключателями на выкатных тележках, что дает возможность не использовать разъединители.

Их функции выполняются втычными контактами выкатной тележки.

Использование ячеек КРУ дает возможность повысить надежность схемы РУ, повысить условия эксплуатации, сократить затраты на строительство данного РУ–10 кВ.

При возникновении КЗ на I СШ 10 кВ отключается вводной выключатель данной СШ и СШ обесточивается на все время проведения ремонтных работ. При этом вероятно отключаются электроприемники III категории, а электроприемники I и II категорий подключаются по резервным ЛЭП» [6].

РУ на напряжение 10 кВ ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» принимается комплектное из шкафов КРУ серии К–104м для внутренней установки.

Выводы по разделу 2

Во втором разделе ВКР выбраны силовые трансформаторы ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы» типа ТРДН–40000/110/10/10, построен эквивалентный двухступенчатый график нагрузки подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы». Надлежащий выбор этих параметров является критическим для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы и эффективного удовлетворения потребностей потребителей. Правильный выбор числа и мощности трансформаторов является ключевым фактором для обеспечения эффективной работы подстанции 110/10 кВ. Это требует глубокого анализа, учета множества переменных и применения оптимизационных методов с целью достижения оптимального баланса между стоимостью и производительностью системы. Для электроснабжения собственных нужд подстанции принимаются трансформаторы ТМГ–630/10 У1.

3 Выбор электрооборудования подстанции

3.1 Расчет токов КЗ

Один из важнейших аспектов безопасности и надежности работы подстанции 110/10 кВ — это правильный расчет токов короткого замыкания (КЗ). Токи КЗ могут возникнуть в электрических сетях в случае аварийных ситуаций, и точное их определение является ключевым для проектирования защитных устройств, а также для обеспечения безопасности оборудования и персонала.

В данном разделе будет осуществлен расчет токов КЗ для подстанции 110/10 кВ, учитывая различные сценарии возникновения коротких замыканий на основе сетевых параметров, характеристик оборудования и топологии сети. Будут рассмотрены методы расчета токов КЗ, включая методы Кириченко, симметричных составляющих и численного моделирования.

Выбор проводов ЛЭП ВН.

В «ЛЭП напряжением 10–110 кВ в основном применяется провод марки АС» [2].

«Сечения проводов ЛЭП в нормальном режиме вычисляется по ЭПТ.

Сечение проводов ЛЭП» [12]

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (5)$$

где I_{max} — «максимальный ток в нормальном рабочем режиме;

$j_{\text{ЭК}}$ — ЭПТ, для проводов АС–120/19 при $T_{\text{max}} > 5000$ ч, $j_{\text{ЭК}} = 1,0$ А/мм²» [12].

«Максимальный ток нормального рабочего режима» [3]:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} \quad (6)$$

где S_{\max} – «максимальная расчетная мощность рассматриваемой подстанции 110/10, МВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – напряжение питающей ВЛ;

n – число цепей ЛЭП» [12].

$$I_{\max} = \frac{45,66 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 2} = 120,0 \text{ А.};$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{120,0}{1,0} = 120 \text{ мм}^2.$$

«По значению рассчитанного сечения принимается ближайшее стандартное сечение провода $F = 120 \text{ мм}^2$. Применяются провода марки АС–120/19 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$.

Выбранное сечение должно удовлетворять условию нагрева» [12]:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (7)$$

где $I_{\text{доп}}$ – «длительно допустимый ток проводника по [12],

I_{\max} – в данном случае максимальный ток в послеаварийном режиме при питании все подстанции по одной ВЛ» [12],

$$I_{\max} = 240 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}.$$

«Проверка по условию возникновения короны на рассматриваемой ПС требуется для проводов, напряжение которых составляет 110 кВ [12].

Правильный выбор сечения провода обеспечивает сокращение влияния короны до допустимого значения. Провода не будут коронировать если максимальная напряженность поля у поверхности проводов будет не больше $0,9 E_0$, то есть в случае горизонтального расположения проводов» [7]:

$$1,07 \cdot E_{max} \leq 0,9 \cdot E_0 \text{ кВ/см} \quad (8)$$

«Максимальная напряженность поля у поверхности нерасщепленного провода» [7]:

$$E_{max} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (9)$$

где U – «линейное напряжение, кВ,

r_0 – радиус проводов, $r_0 = 7,6 \text{ мм} = 0,76 \text{ см}$,

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см» [7];

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-3}}, \quad (10)$$

где $D_{1-2}, D_{2-3}, D_{1-3}$ – расстояния между соседними фазами,

$$D_{cp} = \sqrt[3]{4,0 \cdot 4,0 \cdot 8,0} = 5,04 \text{ м} = 504 \text{ см},$$

$$E_{max} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{504}{0,76}} = 18,2 \text{ кВ / см.}$$

«Начальное значение критической напряженности электрического поля» [7]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (11)$$

где m – коэффициент, $m = 0,82$,

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,4 \text{ кВ/см},$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,4 = 30,1 \text{ кВ/см} \geq 1,07 \cdot E_{max} = 1,07 \cdot 18,2 \\ = 19,5 \text{ кВ/см}.$$

«Результаты расчета показывают, что выбранный ранее провод проходит проверку по условию короны.

Расчет ТКЗ.

Основная причина аварийных режимов в электрических установках – это 3–хфазные, 2–хфазные, 2–хфазные на землю и 1–нофазные КЗ.

Расчеты аварийных режимов при проектировании электроустановки нужны для выбора аппаратуры подстанции и проверки токоведущих частей на их термическую и электродинамическую стойкость, и, кроме того, для расчета РЗ и заземляющего устройства.

Все элементы сети необходимо представить схемами замещения. На данных схемах приводим активные и индуктивные сопротивления элементов, по которым могут протекать токи КЗ.

Схема замещения для нашего варианта сети представлена на рисунке 5» [1].

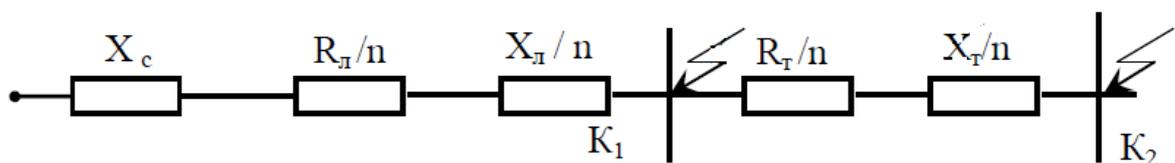


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета ТКЗ

«На рисунке 5 приведены следующие обозначения:

- $X_c, X_{л}, X_{т}$ – индуктивные сопротивления энергосистемы» [1], ЛЭП ВН, трансформаторов;
- $R_{л}, R_{т}$ – активные сопротивления ЛЭП ВН, трансформаторов.

– n – количество цепей ЛЭП ВН, трансформаторов на ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы».

Расчет сопротивлений схем замещения энергосистемы, ЛЭП ВН, трансформаторов.

При КЗ на СШ ВН ПС (точка К1).

Индуктивное сопротивление энергосистемы [13]:

$$x_c = \frac{U_{ВН}^2}{S_{КЗ}}; \quad (12)$$

$$x_c = \frac{115^2}{750} = 17,633 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление ЛЭП ВН [13]:

$$R_l = r_0 \cdot L. \quad (13)$$

Реактивное сопротивление ЛЭП ВН [13]:

$$X_l = x_0 \cdot L. \quad (14)$$

где L – «длина ЛЭП $L = 9$ км;

r_0, x_0 – удельные активные и индуктивные сопротивления провода» [8], для провода АС–120/19 $r_0 = 249$ Ом/км; $x_0 = 0,408$ Ом/км.

$$R_l = 0,249 \cdot 9 = 2,241 \text{ Ом;}$$

$$X_l = 0,408 \cdot 9 = 3,672 \text{ Ом.}$$

«Результирующее сопротивление до точки КЗ К1» [8]:

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{\left(X_C + \frac{X_n}{n}\right)^2 + \left(\frac{R_n}{n}\right)^2}; \quad (15)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{\left(17,633 + \frac{2,241}{1}\right)^2 + \left(\frac{3,672}{1}\right)^2} = 20,2 \text{ Ом.}$$

При КЗ на СШ НН ПС (точка К₂), индуктивное сопротивление энергосистемы равняется [8]:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{S_{K3}}; \quad (16)$$

$$x_c = \frac{10,5^2}{750} = 0,147 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление ЛЭП ВН [8]:

$$R_n^* = R_n \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2; \quad (17)$$

$$R_n^* = 2,241 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 = 0,019 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление ЛЭП ВН [8]:

$$X_n^* = X_n \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2; \quad (18)$$

$$X_n^* = 3,672 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 = 0,030 \text{ Ом.}$$

«Расчетные сопротивления обмоток трансформатора» [8]:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{HH}^2 \cdot 1000}{n \cdot S_{HT}^2}; \quad (19)$$

где ΔP_{K3} – «потери мощности короткого замыкания, $\Delta P_{K3} = 170$ кВт;

U_{HH} – напряжение НН;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора» [8].

$$R_T = \frac{170 \cdot 10,5^2 \cdot 1000}{2 \cdot 40000^2} = 0,00586 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{U_K \cdot U_{HH}^2 \cdot 10}{n \cdot S_{HT}}, \quad (20)$$

где U_K – напряжение КЗ трансформатора, $U_K = 11,5$ %;

$$x_T = \frac{11,5 \cdot 10,5^2 \cdot 10}{2 \cdot 40000} = 0,158 \text{ Ом. Ом},$$

Так как применяются на ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» трансформаторы типа ТРДН корректировка его сопротивлений при расчете ТКЗ в точке K_2 выполняется как [8]:

$$X_{B.T.} = X_{BH-HH} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right); \quad (21)$$

$$X_{H.T1} = X_{H.T2} = X_{BH-HH} \cdot \left(\frac{K_p}{2} \right); \quad (22)$$

где $X_{BH-HH} = X_T^*$;

K_p – коэффициент расщепления, $K_p = 3,5$ [8],

$$X_{B.T.} = 0,158 \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4} \right) = 0,020 \text{ Ом};$$

$$X_{H.T1} = 0,158 \cdot \left(\frac{3,5}{2} \right) = 0,277 \text{ Ом}$$

«Суммарное сопротивление цепи трансформатора при КЗ на СШ НН»

[8]:

$$X_T^* = X_{BT} + X_{HT1(HT2)}, \quad (23)$$

$$X_T^* = 0,020 + 0,277 = 0,297 \text{ Ом}$$

Результирующее сопротивление до т. КЗ К2 [8]:

$$Z_{\Sigma K2} = \sqrt{\left(X_C^* + \frac{X_n^*}{n} + X_T\right)^2 + \left(\frac{R_n^*}{n} + R_T\right)^2}; \quad (24)$$

$$Z_{\Sigma K2} = \sqrt{\left(0,147 + \frac{0,030}{1} + 0,297\right)^2 + \left(\frac{0,019}{1} + 0,00586\right)^2} = 0,689 \text{ Ом.}$$

Расчет КЗ на СШ 110 кВ в т. К-1 [8]:

$$I_{n(K1)}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K1}}, \quad (25)$$

$$I_{n(K1)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 20,2} = 3,3 \text{ кА.}$$

Расчет КЗ на СШ 10,5 кВ в т.К-2 [8]:

$$I_{n(K2)}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K2}}, \quad (26)$$

$$I_{n(K2)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,689} = 7,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток на ВН [8]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{II}^{(3)}, \quad (27)$$

где k_y – «ударный коэффициент»;

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (28)$$

где T_a – «постоянная времени затухания» [8],

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot R_{рез}}, \quad (29)$$

где $X_{рез}, R_{рез}$ – «соответственно суммарные индуктивные и активные сопротивления до т.КЗ (т.т. К1 и К2);

$\omega = 2\pi f$ – угловая частота ($f = 50$ Гц)» [8],

$$\omega = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \text{ рад} / \text{с};$$

$$T_{a1} = \frac{19,874}{314 \cdot 3,672} = 0,0172 \text{ с};$$

$$T_{a2} = \frac{0,474}{314 \cdot 0,02486} = 0,0607 \text{ с};$$

$$k_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0172}} = 1,559,$$

$$k_{y2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0607}} = 1,848,$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 1,559 \cdot 3,3 = 7,3 \text{ кА}.$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot 1,848 \cdot 7,9 = 20,6 \text{ кА}.$$

В данном разделе был проведен расчет токов короткого замыкания на сборных шинах подстанции напряжением 110/10 кВ. При анализе использовались соответствующие нормативные документы и методики расчета. Полученные результаты позволяют оценить нагрузку на оборудование и определить необходимые меры по обеспечению безопасной эксплуатации подстанции.

Расчет токов короткого замыкания на сборных шинах является важным этапом проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем. Полученные данные могут быть использованы для выбора соответствующего оборудования, определения защитных устройств и разработки сценариев аварийного поведения. Данный анализ способствует повышению надежности и безопасности работы электроэнергетических объектов.

3.2 Выбор электрооборудования ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы»

3.2.1 Выбор и проверка ошиновки распредустройства ВН

«Токоведущие части в распредустройстве ВН необходимо выполнять проводами АС. Сечение проводов и ошиновка в пределах ОРУ было выбрано ранее.

Гибкие провода крепят на гирляндах из семи подвесных изоляторов типа ПФ6–В» [9].

«Согласно ПУЭ, СШ электрических установок и ошиновки в пределах ОРУ и ЗРУ всех напряжений по ЭПТ не проверяют.

В зависимости от принятой схемы распредустройства сечение гибкой ошиновки проверяют по допустимому току нагрева. Выбор сечения СШ выполняется по условию нагрева» [9]:

$$I_{max} \leq I_{доп}. \quad (30)$$

«В данном выражении $I_{доп}$ должен быть определен с поправкой на температуру воздуха, которая отличается от принятой в таблицах (+25 °С)» [9]:

$$I_{доп} = I_{доп.ном.} \sqrt{\frac{70 - v_0}{45}}, \quad (31)$$

где v_0 – действительная температура воздуха, принимается $v_0 = 30$ °С;

$$I_{доп} = 390 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{45}} = 368 \text{ А.}$$

«Выбранное сечение проверяется на термическую стойкость при протекании ТКЗ по» [9]:

$$v_k = v_{к,доп}, \quad (32)$$

где v_k – «расчетная температура нагрева шины ТКЗ

$v_{к,доп}$ – допустимая температура нагрева шины при КЗ (для алюминиевых гибких шин составляет – $v_{к,доп} = 200$ °С» [9]).

«Для определения расчетной температуры проводника предварительно находится температура проводника до момента возникновения КЗ – v_n по» [9]:

$$v_n = v_0 + (v_{доп} - v_{0,ном}) \cdot \left(\frac{I_{max}}{I_{доп}} \right)^2, \quad (33)$$

где $v_{доп}$ – «длительно допустимая температура проводника, $v_{доп} = +70$ °С;

$v_{0,ном}$ – номинальная температура воздуха, $v_{0,ном} = +25$ °С» [9];

$$v_i = 30 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{240}{368} \right)^2 = 49,1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

«По кривой, используя v_n определяется сложная функция температуры провода до момента возникновения КЗ – f_n , при $v_n = 49,1$ °С находим, что $f_n = +45$ °С.

Сложная функция температуры проводника, при протекании ТКЗ определится по» [25]:

$$f_K = f_H + \frac{kB_k}{g^2}, \quad (34)$$

где k – «коэффициент;

g – сечение проводника, мм²;

B_K – импульс квадратичного ТКЗ» [25]:

$$B_K = (I_{K1}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (35)$$

где $I_{K1}^{(3)}$ – «начальное значение периодической составляющей ТКЗ в т. К1» [25];

$$t_{откл.} = t_{р.з.} + t_{откл.в} = (0,16 \div 0,2) \text{ с},$$

где $t_{р.з.}$ – «время действия основной РЗ;

$t_{откл.в}$ – полное время отключения выключателя» [25]

$$B_K = 3,3^2 \cdot (0,18 + 0,02) = 2,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 2,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$f_K = 45 + \frac{1,054 \cdot 2,2 \cdot 10^6}{120^2} = 186,1 \text{ } ^\circ\text{С}.$$

Используя f_K определяется конечное значение температуры проводника в режиме КЗ v_K . При $f_K = 67,0 \text{ } ^\circ\text{С}$, определяем $v_K = 74,0 \text{ } ^\circ\text{С}$ [25].

Так как

$$v_K = 74,0 \text{ } ^\circ\text{С} < v_{к,доп} = 200 \text{ } ^\circ\text{С},$$

то провод «термически стоек.

Согласно ПУЭ, гибкие проводники на электродинамическую стойкость не проверяют» [12]. Так как $i_{yк1} = 1,8 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$, то проводники на сжестывание не проверяем.

3.2.2 Выбор и проверка ошиновки РУ НН

Ошиновка распределительных устройств напряжения низкого напряжения (РУ НН) является важным этапом проектирования подстанции 110/10 кВ, поскольку от этого зависит эффективность и безопасность распределения электроэнергии до конечных потребителей. Ошиновка подразумевает выбор оптимальных параметров и параметрической настройки электрических сетей низкого напряжения.

В данном разделе будет осуществлен анализ требований к ошиновке РУ НН, учитывая мощность подстанции, особенности топологии распределительных сетей, характеристики подключаемых потребителей, а также нормативные требования и стандарты.

«Соединение силового трансформатора с КРУ выполняется шинным мостом. По требованиям ПУЭ [12] в пределах ОРУ–110 кВ и ЗРУ–10 кВ шины и ошиновка по ЭПТ не проверяют. Так как шинный мост, который соединяет трансформатор с КРУ имеет небольшую длину и расположен в пределах ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы», то выбор сечения СШ выполняется по нагреву (по допустимому току)» [15]:

$$I_{\max} < I_{\text{доп}}, \quad (36)$$

$$I_{\text{ТР}}^* = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТР}}'}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} \quad (37)$$

$$I_{\text{ТР}}^* = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1541,4 \text{ А}$$

«Принимаются однополосные алюминиевые шины 100×8 мм²,
 $I_{\text{ном}} = 1625$ А.

Определяется пролёт l » [15]:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (38)$$

откуда [15]

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (39)$$

«Так как СШ на изоляторах располагаются плашмя, то» [15]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}. \quad (40)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,7 \text{ см}^4,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{66,7}{10 \cdot 0,8}} = 2,50 \text{ м}^2,$$

$$l \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м}.$$

«Данный вариант размещения шин дает возможность увеличить протяженность пролета до 1500 мм, то есть значительно экономит изоляторы. Принимается расположение пакета шин плашмя; протяженность пролета 1500 мм; расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Определяется сила взаимодействия между полосами» [15]:

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (41)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{(20,6 \cdot 10^3)^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 91,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

Напряжение в полосах [15]:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W_n} = \frac{f_n \cdot l_n^2}{10 \cdot W_n}, \quad (42)$$

где W_n – момент сопротивления одной полосы [15]:

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (43)$$

$$W_n = \frac{10^2 \cdot 0,8}{6} = 13,3 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{91,8 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 13,3} = 1,6 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 75.$$

«отсюда делаем вывод, что СШ механически прочны.

Принимаются к установке СШ марки АДЗ1Т с допустимым механическим напряжением $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$ » [15].

3.2.3 Выбор и проверка электрической аппаратуры 110 кВ

Согласно принятой схеме электрических соединений ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» производится выбор и проверка следующей аппаратуры:

- на ВН ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» – разъединители, выключатели, ОПН, ТТ, ТН и КИП.
- на НН ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» – «определить тип ячеек ЗРУ, в которых установлено: разъединители, выключатели, ОПН, ТТ, ТН и КИП.

При выборе аппаратуры необходимо учесть возможность появления в схеме электроснабжения подстанции 110/10 утяжеленного режима.

Рабочий ток утяжеленного режима определяется в случае отключения одного из параллельно работающих трансформаторов с учетом аварийной допустимой перегрузки оставшегося в работе, либо при отключении одной из цепей питающей ЛЭП 110 кВ с отпайкой на ПС 110 кВ. При выборе коммутационных аппаратов необходимо учитывать современное развитие коммутационной техники. На ОРУ» [15] ВН применять воздушные (элегазовые), В ЗРУ НН вакуумные выключатели.

«Выбранные электроаппараты проверяют на устойчивость в режиме КЗ по методике, приведенной ниже. При выборе коммутационной аппаратуры необходимо ориентироваться на установку в одном РУ однотипной аппаратуры, что упрощает их эксплуатацию» [15].

Выбор разъединителей 110 кВ – это важный этап проектирования электрической части подстанции. Разъединители являются ключевым элементом для обеспечения безопасности и надежности работы электрооборудования при необходимости проведения технического обслуживания, ремонта или эксплуатационных работ.

По номинальным параметрам сети «выбираем по справочнику разъединитель типа РГП – 110/1000/УХЛ1» [21]:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \geq U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{норм.расч.}} = 240,0 \text{ А};$$

$$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА} \geq i_y = 7,3 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{\text{пк1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}};$$

где $t_{\text{отк}}$ – «время от начала КЗ до его отключения;

$t_{\text{р.з.}}$ – время действия основной РЗ трансформатора, $t_{\text{р.з.}} = 0,1 \text{ с}$;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, $t_{\text{о.в.}} = 0,08 \text{ с}$ » [15],

$$t_{отк} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_K = 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все параметры для выбора разъединителя даны в таблицы 5.

Таблица 5 – Параметры для выбора разъединителей на ВН ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы»

Условия выбора	Разъединитель	Данные сети	Параметры аппарата
$U_{ном} \geq U_{сети}, \text{ кВ}$	РГП – 110/1000/УХЛ1	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{норм.расч}, \text{ А}$		$I_{норм.расч.} = 240,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_y, \text{ кА}$		$i_y = 7,3 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_K = 2,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателей.

Выбранные выключатели должны быть способны обеспечить надежное размыкание и замыкание цепи при любых условиях эксплуатации, включая перегрузки, короткие замыкания и т. д. Также важными являются механическая прочность, устойчивость к вибрации и климатическим условиям. По номинальным параметрам сети выбираем по справочнику выключатель типа ВГТ–110–40/2500 У1 [22]:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq U_{сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А} \geq I_{норм.расч.} = 240,0 \text{ А};$$

$$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА} \geq i_y = 7,3 \text{ кА};$$

$$I_{откл.ном.} = 40 \text{ кА} \geq I_{пк1} = 3,3 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{пк1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.};$$

$$t_{отк} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_K = 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Основной принцип работы элегазовых выключателей основан на использовании электромагнитных или тепловых механизмов для обнаружения

аномальных условий в электрической цепи. Когда такие условия обнаруживаются, выключатель автоматически разрывает цепь, прерывая поток электричества и предотвращая повреждение оборудования или возгорание.

Элегазовые выключатели широко используются в промышленности, домашних электрических системах, а также в коммерческих и государственных зданиях. Важно выбирать выключатели, соответствующие требованиям и характеристикам конкретного применения, чтобы обеспечить надежную защиту и безопасность электрооборудования. Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Параметры выбора выключателя

Условия выбора	Выключатель	Данные сети	Параметры аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}, \text{ кВ}$	ВГТ-110-40/2500 У1	$U_{\text{сети.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}, \text{ А}$		$I_{\text{норм.расч.}} = 240 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \text{ кА}$		$i_y = 1,8 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$
$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$W_k = 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{откл.ном.}} \geq I_{\text{пк1}}, \text{ кА}$		$I_{\text{пк1}} = 1,2 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели на стороне НН ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы». Вакуумные выключатели применяются для работы при напряжении 10 кВ представляют собой ключевые элементы в силовых системах среднего напряжения. Эти устройства используются для открытия и закрытия электрических цепей в условиях нагрузки. Вакуумные выключатели обладают рядом преимуществ, среди которых высокая надежность, долговечность, низкие энергопотери, а также отсутствие необходимости в регулярном обслуживании и возможность работы в широком температурном диапазоне. Применение вакуумных выключателей в электросетях 10 кВ обеспечивает эффективное и безопасное функционирование электрооборудования. Они играют важную роль в обеспечении стабильности работы силовых систем, предотвращении

перегрузок и сбоев, а также обеспечении безопасности персонала и оборудования.

Одним из основных преимуществ вакуумных выключателей 10 кВ является их способность быстро и надежно отключать электрические цепи, что особенно важно для обеспечения безопасности при аварийных ситуациях. Кроме того, они имеют компактный размер, что облегчает установку и обслуживание.

Характеристики данных выключателей приведены в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные вводного выключателя 10 кВ

Условия выбора	Выключатель	Данные сети	Параметры аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}, \text{кВ}$	ВВ/TEL–10– 25/1600 УЗ	$U_{\text{сети.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}, \text{А}$		$I_{\text{норм.расч}} = 1541,4 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 1600 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}, \text{кА}$		$i_{\text{у}} = 20,6 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_{\text{к}} = 12,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{откл.ном.}} \geq I_{\text{пк1}}, \text{кА}$		$I_{\text{п(к2)}} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 31,5 \text{ кА}$

Таблица 8 – Расчетные и каталожные данные выключателей отходящих ЛЭП 10 кВ

Условия выбора	Выключатель	Данные сети	Параметры аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}, \text{кВ}$	ВВ/TEL–10–25/630 УЗ	$U_{\text{сети.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}, \text{А}$		$I_{\text{норм.расч}} = 243,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}, \text{кА}$		$i_{\text{у}} = 20,6 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_{\text{к}} = 12,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{откл.ном.}} \geq I_{\text{пк2}}, \text{кА}$		$I_{\text{п(к2)}} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 25 \text{ кА}$

Выбор ОПН.

Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) для подстанции 110/10 кВ имеет стратегическое значение для обеспечения надежной защиты электрооборудования от перенапряжений, возникающих в электрической сети.

ОПН играют ключевую роль в предотвращении повреждений оборудования, обусловленных перенапряжениями, вызванными различными факторами, такими как молнии, коммутационные процессы или аварии в сети. ОПН устанавливаются для защиты ВЛЭП и трансформаторов. Выбор ОПН дан в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры выбора ОПН

Тип ОПН	U, кВ	Предназначение	Способ установки
ОПН-110/77 УХЛ1	110 кВ	Защита питающей ЛЭП	Наружной
ОПН-110/56 УХЛ1	110 кВ	Защита трансформатора	Наружной
ОПН-10/12,7 УХЛ1	10 кВ	Защита отходящих ЛЭП 10 кВ	Встроенный в КРУ

Выбор трансформаторов тока для системы напряжением 10 кВ является критическим шагом в обеспечении надежной и безопасной работы электрооборудования.

Трансформаторы тока необходимы для измерения и контроля тока в электрических цепях, обеспечивая точные измерения и защиту оборудования и персонала от перегрузок и коротких замыканий.

При выборе трансформаторов тока необходимо учитывать несколько ключевых факторов. Во-первых, это номинальный ток системы и требуемая точность измерений. Токовые трансформаторы должны быть выбраны таким образом, чтобы их номинальный ток соответствовал максимальному току, который будет протекать через электрическую цепь, а также чтобы обеспечить необходимую точность измерений. Кроме того, необходимо учитывать класс точности трансформаторов, их номинальное напряжение, коэффициенты тепловой нагрузки, характеристики короткого замыкания и другие технические параметры.

Важно также учитывать условия эксплуатации, такие как температурные условия, влажность и требования к защите от коррозии. Выбор правильных трансформаторов тока позволяет обеспечить надежное и точное измерение тока в электрических цепях системы, что в свою очередь

способствует оптимальной работе оборудования и повышению безопасности.

Поэтому важно провести тщательный анализ требований к системе и характеристик трансформаторов перед их выбором и установкой.

Выбор ТТ дан в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры выбора трансформатора тока

Трансформатор тока	Условия выбора	Данные сети	Параметры аппарата
ТФОГ–110–300/5–0,5/Р/Р У1	$U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	110 кВ	110 кВ
	$I_{\text{норм.расч.}} \leq I_{\text{н}}, \text{ А}$	240 А	300 А
	По конструкции и классу точности		
	$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}, \text{ кА}$	1,8 кА	100 кА
	$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	0,3 кА ² ·с	4225 кА ² ·с
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{ Ом}$	0,94 Ом	1,2 Ом

Так как «индуктивное сопротивление токовых цепей мало, принимаем $Z_2 \approx r_2$.

Общее сопротивление вторичной цепи ТТ» [18]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к}}. \quad (44)$$

Сопротивление КИП [18]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (45)$$

где $I_{2\text{н}}$ – вторичный номинальный ток трансформатора тока, 5 А;

$S_{\text{приб}}$ – мощность, которая потребляется КИП, амперметр Э–335 – 0,5 ВА; ватметр Д–335 – 0,5 ВА; счетчик – САЗ–И670 – 2,0 ВА; счетчик вольт–ампер–часов реактивный – САЗ–И676 – 1,0 ВА;

$$S_{\text{приб}} = 0,5 + 0,5 + 2,0 + 1,0 = 4,0 \text{ ВА},$$

$$r_{\text{приб}} = 4 / 5^2 = 0,16 \text{ Ом}.$$

Сопротивления контактов принимается 0,1 Ом при четырех измерительных приборах.

«При выполнении вышеуказанного условия необходимо, чтобы» [18]

$$\begin{aligned} r_{\text{пр}} &= r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \\ r_{\text{пр}} &= 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (46)$$

Зная $r_{\text{пр}}$, можно вычислить сечение проводов [18]:

$$q = \rho \cdot l_{\text{расч}} / r_{\text{пр}}, \quad (47)$$

где ρ – удельное сопротивление меди, $\rho = 0,0175$;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная протяженность проводов,

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l, \quad (48)$$

где l – фактическая длина проводов от ТТ до КИП: $l = 100$ м при $U_{\text{н}} = 110$ кВ,

$$q = 0,0175 \cdot 100 / 0,94 = 1,86 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель контрольный с медными жилами сечением 2,5 мм².
 Параметры выбора трансформатора тока 10 кВ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры выбора трансформатора тока 10 кВ

Условия выбора	Выключатель	Данные сети	Параметры аппарата
$U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{н}}$, кВ	ТПЛ–10КТ–1500/5– 0,5/Р	10,5 кВ	10,5 кВ
$I_{\text{норм.расч.}} \leq I_{1\text{н}}$, А		1541,4 А	1500 А
По конструкции и классу точности			
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}}$, кА		20,6 А	74,5 кА
$В_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с		12,5 кА ² с	2916 кА ² с
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$, Ом		1,2 Ом	$Z_{2\text{ном}} = 1,2$ Ом

Выбор ТН [18].

Трансформаторы напряжения предназначены для изменения уровня напряжения с целью передачи и распределения электроэнергии с минимальными потерями. По номинальному напряжению сети намечаем к установке трансформатор напряжения ЗНОГ–110 У1. Необходимо проверить его на соответствие выбранному классу точности. «Мощность вторичной обмотки в классе точности 0,5 равна $S_{2ном} = 400$ ВА. Расчетная нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения S_2 определяется суммой активной $\Sigma P_{приб}$ и реактивной $\Sigma Q_{приб}$ мощностей присоединенных измерительных приборов и реле. К трансформатору напряжения, устанавливаемому на ОРУ–110 кВ подключаются следующие приборы:

- вольтметр Э–335 класса точности 1,0. Потребляемая мощность обмотки напряжения равна 2,0 Вт;
- регистрирующий вольтметр Н–393 класса точности 1,5. Потребляемая мощность обмотки напряжения равна 10,0 Вт;
- ваттметр Д–335 класса точности 1,5. Потребляемая мощность обмотки напряжения равна 1,5 Вт;
- варметр Д–335 класса точности 1,5. Потребляемая мощность обмотки напряжения равна 2,0 Вар;
- счетчик активной энергии СА3–И674, класс точности 1,0. Суммарные мощности приборов равны $\Sigma P_{приб} = 16,5$ Вт, $\Sigma Q_{приб} = 9,3$ Вар» [1].

Полная мощность вторичной обмотки трансформаторов напряжения 110 кВ равна [18]:

$$\begin{aligned}\Sigma S_{приб} &= (\Sigma P_{приб}^2 + \Sigma Q_{приб}^2)^{0,5}; \\ \Sigma S_{приб} &= (16,5^2 + 9,3^2)^{0,5} = 18,9 \text{ ВА.}\end{aligned}\tag{49}$$

«Все расчетные данные и каталожные параметры трансформатора напряжения высокого напряжения подстанции сводим в таблицу 12» [19].

Таблица 12 – Параметры выбора ТН 110 кВ

Условия выбора	ТН	Данные сети	Параметры аппарата
$U_{\text{сети.ном}} \leq U_n, \text{ кВ}$	ЗНОГ-110	110 кВ	110 кВ
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}, \text{ ВА}$		$S_{2\text{ном}} = 21,5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ ВА}$

«ТН устанавливают по одному на каждую секцию СШ. Во вторичную обмотку ТН включают катушки напряжения КИП всех присоединений этой секции и СШ.

В ячейку К-104М к установке принимается ТН типа НАЛИ-10 приведенный на рисунке 6» [19].

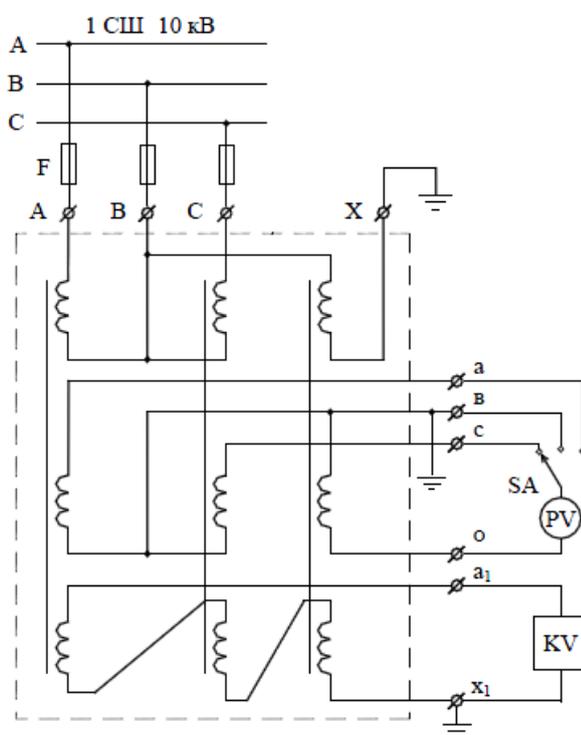


Рисунок 6 – Схема подключения трансформатора напряжения

«Данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения» [23]:

- «главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро- и взрывобезопасность;
- имеется возможность замены одного или нескольких

- трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой–либо причине;
- сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный кл.т. при обратном чередовании фаз, а также есть возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, которая соединена в замкнутый треугольник в сравнении с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;
 - заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполняется через индуктивное сопротивление обмотки ТН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, в сравнении с наиболее часто устанавливаемой в прошлом трехфазной группой 3х3НОЛ, которая заземлена через резисторы» [23].

«Все расчетные данные и каталожные параметры трансформатора напряжения низкого напряжения подстанции сводим в таблицу 13.

Расчетная нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 10 кВ» [23] составляет $S_2 = 58 \text{ ВА}$.

Таблица 13 – Параметры выбора ТН 10 кВ

Условия выбора	ТН	Данные сети	Параметры аппарата
$U_{\text{сети.ном}} \leq U_n, \text{ кВ}$	НАЛИ-10-1У2	$U_{\text{сети.ном}} = 10/\sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_n = 10/\sqrt{3} \text{ кВ}$
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}, \text{ ВА}$		$S_{2\text{ном}} = 58 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$

Раздел о выборе электрооборудования для подстанции напряжением 110/10 кВ представляет собой важный этап в процессе проектирования и строительства электроэнергетических систем. Правильный выбор оборудования существенно влияет на надежность, эффективность и безопасность работы подстанции.

В процессе выбора электрооборудования учтены множество факторов, включая технические характеристики оборудования, требования к надежности и безопасности, экономические аспекты, а также совместимость с другими компонентами системы. Это включает в себя выбор трансформаторов

напряжения и тока, выключателей, аппаратуры защиты, автоматических устройств управления и многого другого. Оптимальный выбор электрооборудования позволяет обеспечить стабильное энергоснабжение, минимизировать потери энергии, повысить уровень безопасности и эффективности работы системы. Это также способствует экономии затрат на эксплуатацию и обслуживание оборудования.

Таким образом, правильный выбор электрооборудования для подстанции 110/10 кВ является ключевым аспектом обеспечения ее надежной и безопасной работы, а также эффективного удовлетворения потребностей электроснабжения региона.

3.3 Релейная защита и автоматика подстанции

Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов являются ключевыми компонентами обеспечения надежности, безопасности и эффективности работы подстанции 110/10 кВ. Эти системы играют решающую роль в быстром и точном обнаружении возможных аварийных ситуаций, а также в принятии автоматических решений для предотвращения распространения аварийных процессов и минимизации возможных повреждений оборудования.

В данном разделе будет осуществлен анализ роли и функций релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов на подстанции. Будут рассмотрены основные задачи, которые решаются данными системами, такие как обнаружение коротких замыканий, защита от перегрузок и перенапряжений, а также координация защитных устройств.

Особое внимание будет уделено выбору подходящих типов реле и защитных устройств, их конфигурации, параметрам и настройке. Также будут рассмотрены вопросы координации и согласования работы различных устройств защиты и автоматики для обеспечения комплексной защиты электрооборудования и энергосистемы в целом.

«Согласно ПУЭ, для силовых трансформаторов требуется предусматривать устройства РЗ от нижеприведенных видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- витковых КЗ в обмотках;
- токов в обмотках, которые обусловлены внешними КЗ;
- токов в обмотках, которые обусловлены перегрузкой;
- снижения уровня масла.

Соответственно устанавливают следующие защиты:

- дифференциальную защиту от разных видов КЗ;
- МТЗ как резервную от внешних многофазных КЗ;
- защиту от перегруза;
- газовую защиту» [10].

«Назначение, устройство и диагностирование микропроцессорного устройства РЗА.

МіСОМ Р521 является полностью цифровым реле, предназначенным для выполнения функций, защиты и автоматики» [10].

«В реле предусмотрены 3 входа для фазных токов и 1 вход для тока нулевой последовательности для 5А и 1А трансформаторов тока (4 входа с номинальным током 1А и 4 входа с номинальным током 5А). В одном и том же реле допускается использования входов с разным номинальным током (например, 1А вход для защиты от замыканий на землю и 5А входы для защиты от междуфазных замыканий).

Реле МіСОМ могут питаться от источника постоянного или переменного напряжения (3 диапазона напряжения питания). Кратковременные перерывы питания (до 50мс) фильтруются и не прерывают работу реле» [10].

«Передняя панель реле обеспечивает навигацию в меню реле для доступа к данным, изменения уставок, чтения измерений и т.п. Восемь светодиодных индикаторов на передней панели реле обеспечивают простую и наглядную индикацию работы реле.

Различные неисправности, выявленные системой самоконтроля и сигналы работы защиты выводятся на жидкокристаллический дисплей с обратной подсветкой. Для чтения и квитирования (подтверждения) сигналов не требуется ввод пароля. Однако изменения уставок и конфигурации реле возможны лишь после ввода пароля доступа» [10].

«Реле MiCOM P521 выполняет постоянные измерения фазных токов и тока нулевой последовательности и рассчитывает действующее значения токов до 10 гармоники включительно.

В реле MiCOM P521 на клеммниках с обратной стороны корпуса доступен стандартный порт EIA(RS)485. Протокол связи может быть выбран при формировании кода заказа реле (MODBUS RTU, IEC 608–5–103 или DNP3.0). Используемые протоколы связи обеспечивают доступ к хранимой в реле информации (измерения, сигнализация и уставки), которая может быть прочитана, а уставки изменены, при необходимости» [10].

«Чтение и редактирование этих данных может быть выполнено на объекте при помощи портативного компьютера и соответствующего программного пакета Schneider Electric (например MiCOM S1).

Использование связи базируемой на интерфейсе EIA(RS)485 позволяет интегрировать реле MiCOM P521 непосредственно в цифровую систему управления объектом (например, MiCOM S10). В таком случае в распоряжения оператора системы управления подстанцией оказываются все данные доступные в реле, которые при этом могут обрабатываться локально либо дистанционно» [10].

«Реле MiCOM P521 предоставляет пользователю больше возможностей для адаптации к условиям применения. Учитывая низкую стоимость внедрения, реле обеспечивает эффективное вложение средств, предлагая интеграцию функций защиты и управления.

Передняя панель MiCOM P521 является интерфейсом между пользователем и реле. Она позволяет пользователю выполнять изменение

уставок реле и выводить на дисплей индикацию измерений и сигналов срабатывания сигнализации» [10].

«Передняя панель реле состоит из трех отдельных секций:

- ЖКД и клавиатура;
- светодиодные индикаторы (LED);
- две зоны под верхней и нижней откидными крышками» [10].

«Продольная дифференциальная защита.

Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных ПС при мощности трансформатора 40 МВА устанавливается дифзащита без выдержки времени.

Защиту выполняют с использованием микропроцессорного реле Р521.

Номинальные токи обмоток трансформатора» [10]:

$$I_{ном}^{вн} = \frac{S_{m1}}{\sqrt{3} \cdot U_1}; \quad (50)$$

$$I_{ном}^{нн} = \frac{S_{m1}}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot n}; \quad (51)$$

где S_{T1} – «номинальная мощность трансформатора T1, ВА;

$U_{вн}$ и $U_{нн}$ – соответственно напряжения высокой и низкой сторон трансформатора, В» [10]

$$I_{ном}^{вн} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 201 \text{ А};$$

$$I_{ном}^{нн} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1101 \text{ А}.$$

Максимальные токи:

$$I_{max.раб}^{вн} = 1,4 \cdot I_{ном}^{вн}; \quad (52)$$

$$I_{max.раб}^{вн} = 1,4 \cdot 201 = 281 \text{ А};$$

$$I_{\text{max.раб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{НН}}; \quad (53)$$

$$I_{\text{max.раб}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot 1101 = 1541 \text{ А.}$$

«Выбранный трансформатор тока на стороне ВН: ТФОГ –110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р.

Величина номинального тока на первичной стороне ТТ: $I_{1\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$;

Величина номинального тока на вторичной стороне ТТ $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации» [10]:

$$K_1 = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}}, \quad (54)$$

$$K_1 = \frac{300}{5} = 60.$$

«Схема включения трансформатора тока – полный треугольник, следовательно, $K_{\text{сх}}^{\text{ВН}} = \sqrt{3}$.

Выбранный трансформатор тока на стороне НН: ТЛ–10–1500У3–0,5/10Р.

Величина номинального тока на первичной стороне ТТ: $I_{1\text{НОМ}} = 1500 \text{ А}$.

Величина номинального тока на вторичной стороне ТТ $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации» [10]:

$$K_1 = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}}, \quad (55)$$

$$K_1 = \frac{1500}{5} = 300.$$

«Схема включения трансформатора тока – неполная звезда, следовательно, $K_{\text{сх}}^{\text{НН}} = 1$.

Вторичные токи ТТ при номинальной мощности силового

трансформатора» [10]:

$$I_2^{6H} = \frac{K_{cx}^{6H}}{K_I^{BH}} \cdot I_{ном}^{6H}; \quad (56)$$

$$I_2^{6H} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 281 = 8,10 \text{ А};$$

$$I_2^{HH} = \frac{K_{cx}^{HH}}{K_I^{HH}} \cdot I_{ном}^{HH}, \quad (57)$$

$$I_2^{HH} = \frac{1}{300} \cdot 1541 = 5,14 \text{ А}.$$

«За основную сторону принимается ВН, так как $I_2^{6H} > I_2^{HH}$.

Определяется ток срабатывания защиты $I_{сз}$:

Определяется токи небаланса, вызванные погрешностями ТТ $I'_{НБ}$ и РПН $I''_{НБ}$. При этом все токи приводят к ступени напряжения основной стороны» [10].

$$I'_{нб} = K_{одн} \cdot K_a \cdot \varepsilon \cdot \left(I_{K3.max}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1} \right), \quad (58)$$

где $K_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_a = 1$ – коэффициент апериодической составляющей дифференциального реле;

$\varepsilon = 0,1$ – допустимая погрешность ТТ;

$\left(I_{K3.max}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1} \right)$ – максимальный сквозной ток, который приведен на

высокую сторону, А» [10].

$$I'_{нб} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot \left(7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} \right) = 72,1 \text{ А}.$$

$$I''_{нб} = (\Delta u_{\alpha} + \Delta u_{\beta}) \cdot I_{КЗ.мах}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}, \quad (59)$$

где $\Delta u_{\beta} = 0$ – «пределы регулирования напряжения на СН (так как на рассматриваемой подстанции трансформатор имеет только две обмотки);

Δu_{α} – пределы регулирования напряжения на ВН» [10];

$$\Delta u_{\alpha} = \frac{\Delta U\%}{100} = \frac{10,5}{100} = 0,105,$$

$$I''_{нб} = (0,105 + 0) \cdot \left(7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} \right) = 75,7 \text{ А.}$$

«Предварительная величина тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса» [10]

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot (I'_{нб} + I''_{нб}); \quad (60)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (72,1 + 75,7) = 177,4 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания» [10]

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{ном}^{6н}; \quad (61)$$

где $K_{отс} = 0,5$ – коэффициент отстройки для реле Р521.

$$I_{сз} = 0,5 \cdot 177,4 = 88,68 \text{ А.}$$

«Из двух токов срабатывания выбирается максимальный, то есть» [10]:

$$I_{C3} = 177,4 \text{ A.}$$

«Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты определяю по току двухфазного КЗ на стороне НН, приведенному на сторону ВН» [10]

$$K_u = \frac{I_{K3min}^{(2)} \cdot \frac{U_2}{U_1}}{I_{c3}}; \quad (62)$$

$$K_u = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115}}{177,4} = 3,5 > 2.$$

«Ток срабатывания реле на основной стороне» [10]:

$$I_{ср.р.осн} = \frac{K_{сх}^{вн}}{K_I^{вн}} \cdot I_{с3}; \quad (63)$$

$$I_{ср.р.осн} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 177,4 = 5,12 \text{ A.}$$

«Ток срабатывания реле на неосновной стороне» [10]:

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{K_{сх}^{нн}}{K_I^{нн}} \cdot I_{с3} \cdot K_m, \quad (64)$$

где $K_m = \frac{U_{вн}}{U_{нн}}$ – коэффициент трансформации,

$$I_{ср.р.неосн} = \frac{1}{300} \cdot 177,4 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3} = 6,5 \text{ A.}$$

«Принимается количество витков основной обмотки $\omega_{осн} = 12$.

Расчетная МДС основной обмотки» [10]

$$F_{p.осн} = \omega_{осн} \cdot I_{ср.p.осн}; \quad (65)$$

$$F_{p.осн} = 12 \cdot 6,5 = 78 \text{ А} \cdot \text{ВИТКОВ}$$

«Принимается ближайшее действительное значение МДС $F = 80$ А·витков.

Расчетное количество витков неосновной обмотки» [10]

$$\omega_{неосн.расч} = \frac{F}{I_{ср.p.неосн}}; \quad (66)$$

$$\omega_{неосн.расч} = \frac{80}{6,5} = 12,34$$

«Принимается $\omega_{НЕОСН.ПР} = 12$.

Составляющая тока небаланса $I'''_{НБ}$ из-за неравенства расчетного и действительного количества витков» [10]

$$I'''_{нб} = \frac{|\omega_{неосн.расч} - \omega_{неосн.пр}|}{\omega_{неосн.пр}} \cdot I_{КЗ.мах}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}; \quad (67)$$

$$I'''_{нб} = \frac{|12,34 - 12|}{12} \cdot 7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115} = 20,4 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания защиты с учетом всех составляющих тока небаланса» [10]

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot (I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}); \quad (68)$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки,

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (72,1 + 75,7 + 20,4) = 201,8 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности определяю по току двухфазного короткого замыкания на стороне НН, приведенному на сторону ВН» [10]

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.min}^{(2)} \cdot \frac{U_2}{U_1}}{I_{сз}}, \quad (69)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{115}}{201,8} = 3,6 > 2.$$

Ток срабатывания реле на основной стороне [10]

$$I_{\text{ср.р.осн}} = \frac{K_{сх}^{ВН}}{K_I} \cdot I_{сз}, \quad (70)$$

$$I_{\text{ср.р.осн}} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 201,8 = 5,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле на неосновной стороне [10]

$$I_{\text{ср.р.неосн}} = \frac{K_{сх}^{НН}}{K_I} \cdot I_{сз} \cdot K_m, \quad (71)$$

$$I_{\text{ср.р.неосн}} = \frac{1}{300} \cdot 201,8 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3} = 7,4 \text{ А.}$$

«Защита от внешних коротких замыканий.

Для защиты от внешних КЗ применяем МТЗ с независимой выдержкой времени. Она является резервной защитой от

Выбираем многофункциональное реле: Р127.

Определим тип трансформатора тока и схему включения» [10]

$$I_{\text{махраб}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{\text{BH}}, \quad (72)$$

где $I_{\text{МАХ РАБ}}$ – максимальный рабочий ток, А;

$$I_{\text{махраб}} = 1,4 \cdot 201 = 281 \text{ А.}$$

«Выбранный трансформатор тока: ТФОГ –110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р

Величина номинального тока на первичной стороне: $I_{1\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$;

Величина номинального тока на вторичной стороне $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации» [10]:

$$K_1 = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}}, \quad (73)$$

$$K_1 = \frac{300}{5} = 60.$$

«Схема включения ТТ – неполная звезда, соответственно, $K_{\text{СХ}} = 1$.

Определяется ток срабатывания защиты $I_{\text{СЗ}}$ » [10]:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{махраб}} \quad (74)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – «коэффициент отстройки, $K_{\text{ОТС}} = 1,2$;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, $K_{\text{В}}=0,9$ » [10];

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 281 = 374,7 \text{ А.}$$

«Определим коэффициент чувствительности основной зоны $K_{\text{Ч ОСН}}$ и резервной зоны $K_{\text{Ч РЕЗ}}$ » [10]:

$$K_{\text{чочн}} = \frac{I_{K1.\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} > 1,5, \quad (75)$$

$$K_{\text{чрез}} = \frac{I_{K2.\text{min}}^{(2)} \cdot U_{\text{ср2}}}{I_{\text{сз}} \cdot U_{\text{ср1}}} > 1,2, \quad (76)$$

$$K_{\text{чочн}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1200}{374,7} = 2,8 > 1,5;$$

$$K_{\text{чрез}} = \frac{\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,9 \cdot 10^3 \right) \cdot 10,5 \cdot 10^3}{374,7 \cdot 115 \cdot 10^3} = 1,7 > 1,2.$$

Определяю ток срабатывания реле $I_{\text{ср.р}}$ [10]:

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_1} \cdot I_{\text{сз}}, \quad (77)$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{1}{60} \cdot 374,7 = 6,2 \text{ А.}$$

«Защита от перегруза.

Выбираем многофункциональное реле: Р127.

Определим тип трансформатора тока и схему включения.

Защита от перегруза выполняется с помощью реле тока, включенного в одну фазу А со стороны питания, ранее выбранный ТТ: ТФОГ –110Б–300 У1–0,5/10Р/10Р, схема включения ТТ – неполная звезда, соответственно, $K_{\text{сх}} = 1$.

Определяется ток срабатывания защиты $I_{\text{сз}}$ » [10]:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{махраб}} \quad (78)$$

где $K_{\text{отс}}$ – «коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,05$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, $K_{\text{в}} = 0,9$ » [10];

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 281 = 327,8 \text{ А.}$$

Определяется ток срабатывания реле $I_{ср.р}$ [10]:

$$I_{ср.р} = \frac{K_{сх}}{K_1} \cdot I_{сз}; \quad (79)$$

$$I_{ср.р} = \frac{1}{60} \cdot 327,8 = 5,5 \text{ А.}$$

«Время срабатывания защиты $t_{сз}=9$ с отстраивается от кратковременных перегрузок.

Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформаторов от витковых КЗ и остальных внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. Реагирующим органа выбирают реле типа РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,6 м/с. Верхняя пара контактов оказывает влияние на сигнал при слабом газовыделении и сокращении уровня масла, нижняя пара контактов оказывает влияние на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем снижении уровня масла» [10].

Раздел, посвященный релейной защите и автоматике силовых трансформаторов подстанции 110/10 кВ, выявил ключевую роль этих систем в обеспечении надежности и безопасности работы электрооборудования и сети в целом. Релейная защита и автоматика являются неотъемлемой частью современных энергетических систем, обеспечивая быстрое обнаружение и устранение аварийных ситуаций, минимизацию повреждений оборудования и прерываний в электроснабжении.

Выводы по разделу 3.

В третьем разделе ВКР выбрано электрооборудование подстанции. Выбор электрооборудования для подстанции 110/10 кВ представляет собой комплексный процесс, определяющий надежность, эффективность и безопасность работы энергетической системы. В данном разделе были рассмотрены различные аспекты, влияющие на выбор электрооборудования, а также методы и принципы принятия решений.

В ходе работы выявлено, что оптимальный выбор электрооборудования зависит от конкретных условий эксплуатации, технологических потребностей и требований к надежности системы.

Важным моментом является также соблюдение нормативных требований и стандартов безопасности, чтобы обеспечить соответствие подстанции современным стандартам качества и безопасности.

Выбраны схемы распределительных устройств ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы». Выбраны провода ЛЭП 110 кВ. Выполнена его проверка по короне. Рассчитаны токи аварийного режима. Выбрано электрооборудование ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы» и токоведущие части подстанции.

Разработана релейная защита силового трансформатора подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы».

4 Молниезащита и заземление подстанции

4.1 Молниезащита подстанции

Молниезащита подстанции является неотъемлемой частью системы обеспечения надежности и безопасности электроэнергетических объектов. Подобные системы защиты не только обеспечивают защиту от прямых ударов молнии, но и предотвращают повреждение электрооборудования от вредных электромагнитных воздействий, вызванных разрядами.

Будут рассмотрены методы и технологии, используемые при создании систем молниезащиты, а также особенности их применения на объектах энергетики. Основное внимание будет уделено выбору оптимальных решений для защиты от молнии в зависимости от географических, климатических и топологических особенностей местоположения подстанции. Будут рассмотрены различные элементы системы молниезащиты, такие как молниеотводы, заземляющие устройства, экранирующие конструкции и др.

Защита распрестройства ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» будет выполняться «молниеотводами. Молниеотвод сделан из металлического молниеприемника, возвышающегося над защищаемым объектом и воспринимающего удар молнии, а также из токопроводящего спуска с заземлителем, по которому осуществляется отвод тока молнии в землю» [16].

«Принимается $h_x = 8$ м. Молниеотводы стержневого типа располагаются по углам на территории ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» на расстоянии трех метров от ограждения. При этом расстояния между молниеотводами будут равны» [16]:

$$L_1 = 52 - 2 \cdot 3 = 46 \text{ м};$$

$$L_2 = 33 - 2 \cdot 3 = 27 \text{ м};$$

$$L_3 = \sqrt{46^2 + 27^2} = 53,3 \text{ м}.$$

«Расчет молниезащиты будем производить в соответствии с» [14] и [17].
«Предлагается установить молниеотводы СМ–20, высота которых составляет $h = 20$ м» [11].

«Определяется радиус зоны защиты молниеотвода. Определяется минимальную ширину зоны защиты b_x посередине между молниеотводами. Для этого требуется рассчитать отношение» [14], [17]:

$$\frac{L_2}{h_x} = \frac{27}{8} = 2,45,$$

где L_2 – «расстояние между молниеотводами,
 h_x – высота защищаемого объекта» [14].

После этого рассчитывается соотношение

$$\frac{h_x}{h} = \frac{8}{20} = 0,4.$$

«Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода» [14] зависит от нескольких факторов, включая форму молниеотвода, его высоту, географические особенности местности и характеристики молнии. Обычно радиус защиты рассчитывается с учетом потенциального радиуса влияния молнии.:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (80)$$

где h – «высота молниеотвода, $h = 20$ м;

h_a – активная часть молниеотвода, куда приходит 100%–е попадание лидера молнии,

p – вероятность попадания молнии в защищаемую зону при $h \leq 30$ м,
 $p = 1$ » [14],

$$r_x = 12 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{8}{20}} \cdot 1 = 13,7 \text{ м.}$$

Затем по графику, приведенному на рисунке 7, определяется, что $b_x = 12,96 \text{ м.}$

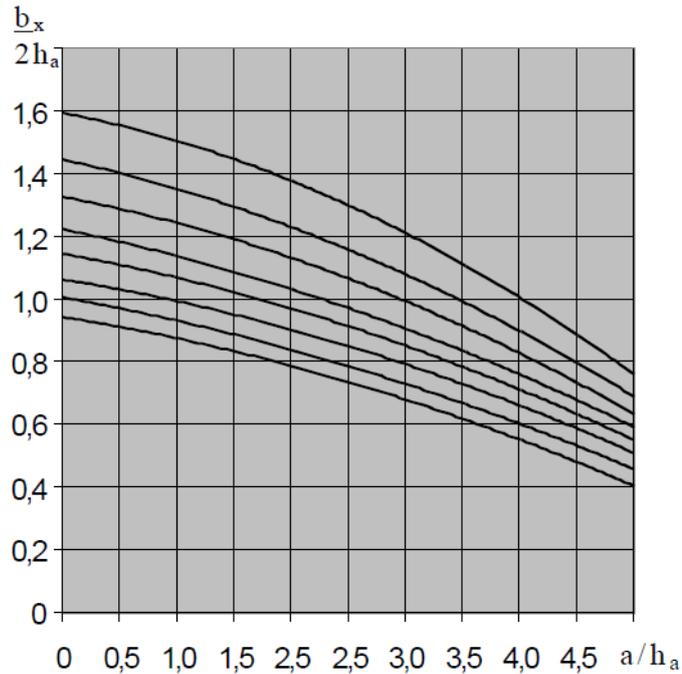


Рисунок 7 – Значение наименьшей ширины зоны защиты

«Объекты, расположенные в зоне защиты, будут надежно защищены если высота молниеотводов до 30 м» [14]:

$$L_3 \leq 8 \cdot h_a, \quad (81)$$

где h_a – активная высота молниеотвода [14]

$$h_a = h - h_x; \quad (82)$$

$$h_a = 20 - 8 = 12 \text{ м;}$$

$$53,3 \text{ м} \leq 8 \cdot 12 = 96 \text{ м.}$$

«Результаты расчета говорят о том, что условие выполняется, соответственно радиус действия молниеотводов даст возможность защитить реконструируемую ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» от попадания прямых ударов молнии» [14].

Схема молниезащиты ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» представлена на рисунке 8.

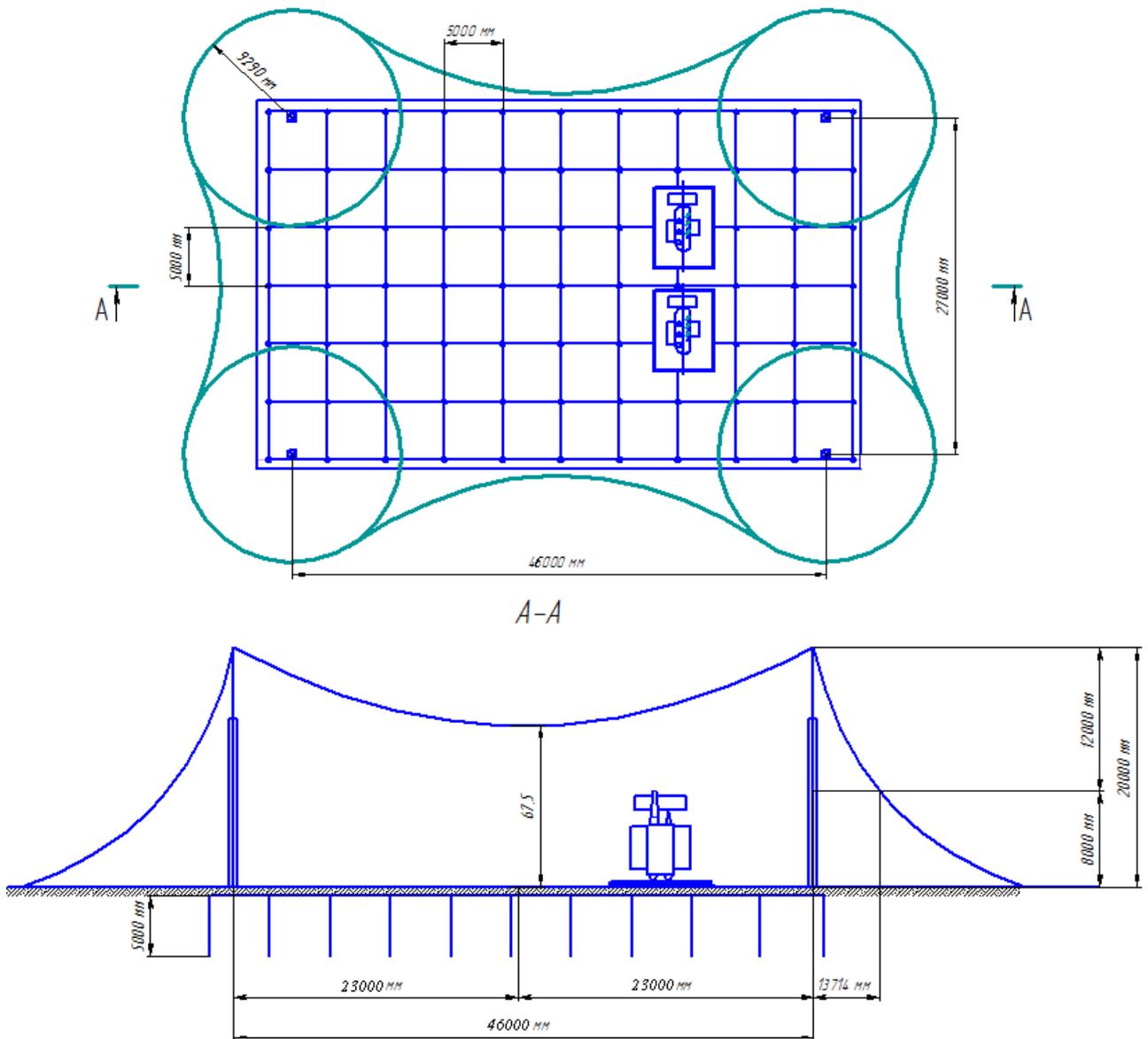


Рисунок 8 – Эскиз молниезащиты ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы»

Схема молниезащиты для подстанции 110/10 кВ является критическим аспектом её обеспечения безопасности и надежности. Обеспечивая защиту от

разрядов атмосферного электричества, она минимизирует риск повреждения оборудования и простоев в работе.

4.2 Заземление подстанции

Эффективное заземление подстанции 110/10 кВ представляет собой неотъемлемый компонент безопасности и надежности энергетических систем. Заземление играет ключевую роль в защите от поражения электрическим током, предотвращении повреждений оборудования и обеспечении стабильной работы подстанции. В данном разделе мы рассмотрим основные принципы, требования и методы обеспечения эффективного заземления подстанции напряжением 110/10 кВ, а также его важность для обеспечения безопасности персонала и бесперебойной работы энергетической инфраструктуры.

«Металлические части электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, могут оказаться под ним вследствие пробоя изоляции. Защитное заземление ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы» сооружается для защиты персонала от напряжения прикосновения. Заземление нейтралей электроустановок – рабочее. Для защиты от молний применяется грозозащитное заземление.

Сложный заземлитель требуется заменять расчётной квадратной моделью, что обеспечивает условие равенства следующих элементов:

- площади сложного заземлителя и его квадратной модели,
- суммарная длина горизонтальных электродов,
- глубина заложения горизонтального электрода,
- общее количество и длина вертикальных электродов,
- глубина заложения вертикальных электродов» [16].

«Допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр,доп}} = 400$ В, время прикосновения принимаем $t = 0,2$ сек.

Усредненный ток короткого замыкания на стороне высокого напряжения равен» [20]:

$$I_3 = 1,25 \cdot I_k; \quad (83)$$

$$I_3 = 1,25 \cdot 4,0 = 5,0 \text{ кА.}$$

«Глубина заложения вертикальных электродов и горизонтальных электродов принимается $t = 0,7$ м.

Длина вертикальных электродов $l_B = 5$ м.

Расстояние между горизонтальными электродами принимается $a = 5$ м» [20].

«В расчётах заземления многослойный грунт представляется двухслойным: верхний слой толщиной h_1 с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний с удельным сопротивлением ρ_2 .

Грунт на территории установки подстанции – суглинок $\rho_2 = 60$ Ом · м, сопротивление верхнего слоя» [5]

$$\rho_1 = 2 \cdot \rho_2; \quad (84)$$

$$\rho_1 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$S = 33 \cdot 52 = 1716 \text{ м}^2.$$

Толщину верхнего слоя грунта принимаем $h_1 = 2,65$ м.

Протяженность горизонтального заземлителя составляет [20]:

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (85)$$

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{1716} \cdot \frac{\sqrt{1716}}{5} + 1) \cdot 2 = 688 \text{ м.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения [20]

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_\Gamma}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (86)$$

где b – коэффициент [20],

M – коэффициент, при $\rho_1 / \rho_2 = 2 - M = 0,62$;

$$\beta = \frac{R_x}{R_x + R_c}, \quad (87)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 120} = 0,85.$$

$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,85}{\left(\frac{5 \cdot 688}{5 \cdot \sqrt{1716}} \right)^{0,45}} = 0,15.$$

Напряжение на заземлителе [20]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (88)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,15} = 2667 \text{ В.}$$

Допустимое сопротивление ЗУ равняется [20]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{к1}}}, \quad (89)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2667}{2100} = 1,27 \text{ Ом.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (90)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{1716} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 33 \text{ шт.}$$

«Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_B = n_B \cdot 5; \tag{91}$$

$$L_B = 33 \cdot 5 = 165 \text{ м.}$$

Относительная глубина заложения вертикальных электродов» [20]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1716}} = 0,14.$$

Коэффициент А [20]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \tag{92}$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,14) = 0,345.$$

Относительная толщина верхнего слоя

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,65 - 0,7}{5} = 0,39.$$

«Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными электродами: $\rho_{*ЭК} = 1,02$.

Эквивалентное сопротивление грунта» [20]:

$$\rho_{ЭК} = \rho_{ЭК}^* = 1,02 \cdot \rho_2 = 1,02 \cdot 60 = 61,8 \text{ Ом} \cdot \text{ м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя [20]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк}}}{L_B + L_T}, \quad (93)$$

$$R_3 = 0,345 \cdot \frac{61,8}{\sqrt{1716}} + \frac{61,8}{165 + 688} = 0,58 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 1,27 \text{ Ом} \Rightarrow \text{проходит.}$$

Напряжение прикосновения - это электрическое напряжение, которое может возникнуть между человеческим телом и заземленной поверхностью или проводящим объектом в результате несчастного случая или ошибки в электрооборудовании. Это напряжение может представлять опасность для жизни и здоровья людей, особенно если оно достаточно высоко.

Напряжение прикосновения зависит от нескольких факторов, включая напряжение источника электропитания, сопротивление тела человека и земли, а также время контакта. Например, прикосновение к проводам под напряжением с номинальным напряжением 110/10 кВ может создать опасное напряжение при недостаточной изоляции или несоблюдении правил безопасности. Напряжение прикосновения [20]:

$$U_{\text{пр}} = K_H \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (94)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 5000 \cdot 0,58 = 435 \text{ В} > U_{\text{пр,доп.}} = 400 \text{ В} \rightarrow \text{проходит.}$$

«В качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения применяется подсыпка гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением 3000 Ом · м в рабочих местах.

При этом» [20]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 688}{5 \cdot \sqrt{1716}} \right)^{0,45}} = 0,03,$$

$$U_{\text{пр}} = 0,03 \cdot 5000 \cdot 0,58 = 87 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В} \rightarrow \text{проходит,}$$

«что значительно уменьшает вероятность поражения электрическим током.

Схема заземления подстанции представлена на рисунке 9» [20].

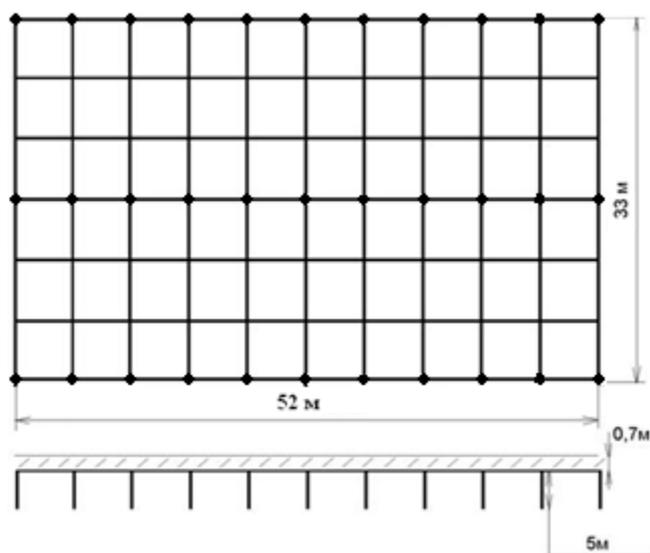


Рисунок 9 – План заземляющего устройства подстанции

Выводы по разделу 4.

В четвертом разделе ВКР разработано заземление и молниезащита подстанции. Молниезащита и заземление играют решающую роль в предотвращении повреждений оборудования и защите персонала от опасных электрических разрядов. Правильное проектирование и реализация системы молниезащиты и заземления является необходимым условием для обеспечения надежной и безопасной работы подстанции 110/10 кВ. С учетом всех вышеупомянутых факторов и принципов, представленных в данном разделе, можно сделать обоснованные решения, способствующие оптимальной эксплуатации подстанции.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект электрической части подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы».

Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ представляет собой сложный и ответственный процесс, направленный на создание надежной, эффективной и безопасной электроэнергетической системы. В ходе данной работы были рассмотрены различные аспекты проектирования, начиная от выбора оптимальной схемы подстанции и подбора соответствующего электрооборудования, и заканчивая разработкой системы молниезащиты и заземления.

Анализируя технические требования, нормативные документы, а также учитывая особенности эксплуатации и потребности заказчика, были приняты обоснованные решения по каждому этапу проектирования. В процессе работы уделено особое внимание учету надежности, эффективности и безопасности функционирования подстанции.

Проведен расчет электрических нагрузок. Определена максимальная мощность проектируемой подстанции. Построен график полной мощности ПС 110/10 АО «Оренбургские минералы», который необходим для выбора и проверки силовых трансформаторов и оборудования подстанции.

Выбраны силовые трансформаторы ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы» типа ТРДН–40000/110/10/10, построен эквивалентный двухступенчатый график нагрузки подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы». Надлежащий выбор этих параметров является критическим для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы и эффективного удовлетворения потребностей потребителей. Правильный выбор числа и мощности трансформаторов является ключевым фактором для обеспечения эффективной работы подстанции 110/10 кВ. Это требует глубокого анализа, учета множества переменных и применения оптимизационных методов с целью достижения оптимального баланса между

стоимостью и производительностью системы. Для электроснабжения собственных нужд подстанции принимаются трансформаторы ТМГ–630/10 У1.

Выбрано электрооборудование подстанции. Выбор электрооборудования для подстанции 110/10 кВ представляет собой комплексный процесс, определяющий надежность, эффективность и безопасность работы энергетической системы. Рассмотрены различные аспекты, влияющие на выбор электрооборудования, а также методы и принципы принятия решений. В ходе работы выявлено, что оптимальный выбор электрооборудования зависит от конкретных условий эксплуатации, технологических потребностей и требований к надежности системы.

Выбраны схемы распределительных устройств ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы». Выбраны провода ЛЭП 110 кВ и выполнена его проверка по короне. Выбрано электрооборудование ПС 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы» и токоведущие части подстанции.

Разработана релейная защита силового трансформатора подстанции 110/10 кВ АО «Оренбургские минералы». Релейная защита и автоматика являются неотъемлемой частью современных энергетических систем, обеспечивая быстрое обнаружение и устранение аварийных ситуаций, минимизацию повреждений оборудования и прерываний в электроснабжении.

Разработано заземление и молниезащита подстанции. Правильное проектирование и реализация системы молниезащиты и заземления является необходимым условием для обеспечения надежной и безопасной работы подстанции 110/10 кВ. Процесс проектирования электрической части подстанции 110/10 кВ требует комплексного подхода, тщательного анализа и глубоких знаний в области электротехники и электроэнергетики. Однако благодаря правильному планированию, профессиональным навыкам и инженерной креативности, можно создать систему, которая будет служить надежным фундаментом для развития энергетической отрасли и обеспечения энергетических потребностей общества в будущем.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Абрамова Е. Я., Алешкина С. К., Чиндяскин В. И. Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения. М: Энергоатомиздат, 2004. 54 с.
2. Булат В.Н., Мазуркевич В.В., Тетерина Л.В. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 1: Методическое пособие. Минск: БНТУ, 2014. 55 с.
3. Гайсаров Р.В., Коржов А.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Справочное пособие. Челябинск: ЮУрГУ, 2010
4. ГОСТ 14209 – 85 (СТ СЭВ 3916 – 82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки // Консультант плюс: справочно–правовая система
5. ГОСТ 5686–2012 Грунты. Методы полевых испытаний сваями // Консультант плюс: справочно–правовая система
6. ГОСТ Р 59279–2020 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению // Консультант плюс: справочно–правовая система
7. Игуменцев В.А., Олейников В.К., Малафеев А.В. Электрическая часть понизительной подстанции промышленного предприятия: Учебное пособие. Магнитогорск: МГТУ, 2002. 127 с.
8. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Изд–во «Мастерство», 2001
9. Мазуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2.: Учебно–методическое пособие для практических занятий в 2 ч. / В.Н. Мазуркевич, И.И. Сергей, Л.В. Тетерина, В.А. Булат. Минск : БНТУ, 2017. 62 с.

10. Мельников М. А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008 218 с.
11. Молниеотводы СМ. Режим доступа: <http://omeur.ru/molnieotvody-serii-sm.html> (Дата обращения 05.04.2024)
12. Правила устройства электроустановок // Консультант плюс: справочно-правовая система
13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/ под ред. Б.Н.Неклепаева // Консультант плюс: справочно-правовая система
14. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений // Консультант плюс: справочно-правовая система
15. Рожков Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Л.Д. Рожков. М.: Энергоатомиздат, 2007. 442 с.
16. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций. Ульяновск: УлГТУ, 2011, 26 стр.
17. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений // Консультант плюс: справочно-правовая система
18. Степанов В. М., Косырихин В. С. Расчёт и проектирование электрических сетей и систем. Тула : Изд-во ТулГУ, 2014. 351 с.
19. Степанов В. М., Косырихин В. С. Системы электроснабжения промышленных предприятий: учеб.-метод. пособие : ТулГУ, Ин-т высокоточных систем им. В. П. Грязева, Каф. "Электроэнергетика" .— Тула : Изд-во ТулГУ, 2013 .— 368 с. : ил.
20. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ // Консультант плюс: справочно-правовая система

21. Технические характеристики разъединителей РГП. URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/9ca/ti_rgp_080_ver.1.11_electroshield.ru.pdf (дата обращения 05.04.2024)

22. Технические характеристики выключателей ВГТ–110. URL: http://www.energoregion.su/files/userFiles/file/katalog_VGT-35,110,22.pdf (дата обращения 05.04.2024)

23. Трансформаторы напряжения НАЛИ–10–1У2. URL: http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali. (дата обращения 05.04.2024)

24. Технические характеристики трансформаторов ТРДН–40000/110/10 У1. URL: <http://silovoytransformator.ru/110kv/trdn-40000-110.htm> (дата обращения 05.04.2024)

25. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2006. 352 с.