

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 районной понизительной подстанции
110/35/10 кВ для питания потребителей Самарской области

Обучающийся

М. А. Мишушин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В. С. Романов

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

Тольятти 2024

Аннотация

«Работа посвящена проектированию электрической части районной понизительной подстанции 110/35/10 кВ для питания потребителей Самарской области» [14].

На основе результатов анализа исходных данных, произведён расчёт технических параметров подстанции, на основании которых выбраны и проверены рациональные решения для внедрения на объекте проектирования, включающие:

- выбор мощности и количества силовых трансформаторов;
- выбор и проверку современных типов и марок распределительных устройств;
- выбор и проверку электрических аппаратов распределительных устройств;
- выбор и проверку проводников;
- выбор схемных решений;
- разработку защиты силового трансформатора, выбранного для установки на подстанции.

В результате рассмотрения специального вопроса, выбраны параметры и проведён расчёт настроек терминалов релейной защиты и автоматики (далее –РЗиА) силового трансформатора. Разработаны вторичные схемы защиты и схемы подключения терминалов РЗиА.

Работа представлена расчётно-пояснительной запиской и графической частью. Объём расчётно-пояснительной записки составляет 62 печатные страницы. Кроме того, в работу включены следующие шесть чертежей формата А1, которые выполнены по основным результатам приведённых исследований.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных на выполнение работы.....	7
1.1 Анализ исходных данных по Самарской области	7
1.2 Анализ исходных данных по проектируемой районной подстанции ...	10
2 Выбор мощности трансформаторов и расчёт параметров подстанции.....	13
2.1 Выбор мощности понизительных силовых трансформаторов.....	13
2.2 Расчёт токов короткого замыкания	15
2.3 Расчёт нормальных рабочих токов.....	25
3 Выбор и расчёт оборудования распределительных устройств	28
3.1 Выбор и проверка проводников	28
3.2 Выбор типов и марок распределительных устройств подстанции	31
3.3 Компоновка распределительных устройств подстанции электрическими аппаратами	33
4 Расчёт заземляющих устройств и молниезащиты подстанции	42
4.1 Расчёт заземляющих устройств подстанции.....	42
4.2 Расчёт молниезащиты подстанции.....	47
5 Разработка схем подстанции.....	49
6 Расчёт настроек терминалов защиты и автоматики силовых трансформаторов.....	52
6.1 Выбор типов и терминалов защиты силового трансформатора.....	52
6.2 Расчёт уставок терминалов защиты силового трансформатора.....	54
Заключение	57
Список используемых источников.....	60

Введение

Основные требования к проектированию трансформаторных подстанций энергосистемы в Российской Федерации включают в себя соблюдение общих принципов, таких, как «соответствие нормативам и стандартам строительства, электротехническим нормам, а также принципам безопасности. Установлено, что проектирование объектов электроэнергетики должно отвечать требованиям по безопасности персонала и окружающей среды, обеспечивая эффективное функционирование электроэнергетических систем в соответствии с регулирующими документами» [20].

Также важным аспектом проектирования трансформаторных подстанций является учет технологических и экономических факторов, а также требований по надёжности.

Разработанный проект новой подстанции должен оптимизировать использование ресурсов, обеспечивать высокую энергоэффективность и экономичность эксплуатации.

В процессе проектирования необходимо учитывать территориальные и климатические особенности местности, где будет размещена подстанция. Данный аспект включает в себя адаптацию проекта к экстремальным погодным условиям, геологическим особенностям и другим местным климатическим и топографическим факторам.

Также «важным элементом проектирования трансформаторных подстанций является также использование современных технологий и оборудования, обеспечивающих высокую степень автоматизации, надежность и управляемость системы» [20].

Соблюдение указанных требований при проектировании объектов электроэнергетики помогает сократить риски аварий, улучшить эффективность обслуживания электрооборудования и обеспечить условие бесперебойности электроснабжения.

Данные аспекты обуславливают актуальность и практическую ценность настоящей работы.

«Основной целью работы является проектирование понизительной подстанции переменного тока классов напряжений 110/35/10 кВ для питания потребителей» [11] Самарской области, с разработкой защиты силового трансформатора, выбранного для установки на подстанции.

«Объектом исследования в работе является проектируемая опорная/узловая понизительная подстанция переменного тока классов напряжений 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Предметом исследования выступает схема электрических соединений и основное оборудование распределительных устройств, а также заземляющие устройства, молниезащита и устройства релейной защиты и автоматики» [11] силового трансформатора переменного тока классов напряжений 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Проведён анализ исходной технической информации на проектирование подстанции.

На основе результатов анализа исходных данных, произведён расчёт технических параметров подстанции, на основании которых выбраны и проверены рациональные решения для внедрения на объекте проектирования, включающие:

- выбор мощности и количества силовых трансформаторов;
- выбор и проверку современных типов и марок распределительных устройств;
- выбор и проверку электрических аппаратов распределительных устройств;
- выбор и проверку проводников;
- выбор схемных решений;
- разработку защиты силового трансформатора, выбранного для установки на подстанции.

В результате рассмотрения специального вопроса, выбраны параметры и проведён расчёт настроек терминалов релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) силового трансформатора.

Разработаны вторичные схемы защиты и схемы подключения терминалов РЗА.

Таким образом, в результате внедрения мероприятий по рациональному проектированию схемы электрических соединений и выбору оборудования распределительных устройств на объекте исследования, ожидается повышение параметров и характеристик надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности на трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ Самарской области.

Данную гипотезу планируется подтвердить в работе на основании соответствующих расчётов.

1 Анализ исходных данных на выполнение работы

1.1 Анализ исходных данных по Самарской области

Далее в работе приводится анализ исходных данных на выполнение работы.

В работе проектируется электрическая часть понизительной подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Самарская область расположена в центральной части Европейской России, в Поволжье, и граничит с республиками Татарстан и Мордовия, а также с Ульяновской, Оренбургской, Саратовской и Пензенской областями.

Область занимает площадь более 53 тыс. кв. км и имеет население около 3,2 млн. человек [14].

Климат Самарской области умеренно континентальный. Зима холодная и продолжительная, средняя температура января составляет около минус 12°C, лето теплое и влажное, средняя температура июля составляет +21°C.

Среднегодовое количество осадков составляет около 400-500 мм [14].

Население Самарской области сосредоточено преимущественно в городах. Крупнейшими городами области являются [14]:

- Самара – административный центр области, крупный промышленный, научный и культурный центр. Население города составляет более 1,1 млн человек;
- Тольятти – второй по величине город области, важнейший промышленный центр, известный производством автомобилей марки «Лада». Население города составляет более 700 тыс. человек;
- Сызрань – третий по величине город области, расположенный на левом берегу Волги. Население города составляет более 170 тыс. человек;

– Новокуйбышевск – город-спутник Самары, важный центр нефтепереработки. Население города составляет более 100 тыс. человек.

Самарская область является одним из крупнейших промышленных регионов России.

В области расположены предприятия машиностроения, нефтехимии, нефтепереработки, энергетики, пищевой промышленности и других отраслей.

Важную роль в экономике области играет также сельское хозяйство, специализирующееся на выращивании зерновых культур, подсолнечника, сахарной свеклы и других сельскохозяйственных культур [14].

Карта Самарской области представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Карта Самарской области

Самарская область является одним из крупнейших промышленных регионов России.

В области расположены предприятия машиностроения, нефтехимии, нефтепереработки, энергетики, пищевой промышленности и других отраслей.

Важную роль в экономике области играет также сельское хозяйство, специализирующееся на выращивании зерновых культур, подсолнечника, сахарной свеклы и других сельскохозяйственных культур.

Самарская область является одним из крупнейших энергетических регионов России. Область занимает первое место в Приволжском федеральном округе по объему выработки электроэнергии и третье место в России по мощности установленного электрооборудования.

В Самарской области действуют крупные энергетические предприятия, такие как ПАО «Тольяттинская ТЭЦ», ПАО «Жигулевская ГЭС», ПАО «Новокуйбышевская ТЭЦ» и другие [14].

Также в области также действуют несколько солнечных и ветровых электростанций, а также электростанции, работающие на альтернативных видах топлива.

В целях развития электроэнергетики Самарской области реализуются различные проекты, направленные на модернизацию и строительство новых объектов энергетики.

Таким образом, электроэнергетика Самарской области играет важную роль в экономическом развитии региона, обеспечивая стабильное энергоснабжение промышленных предприятий, сельского хозяйства и населенных пунктов.

Следовательно, разработка новой понизительной подстанции, направленной на обеспечение новых потребителей региона электроэнергией, является важной практической задачей.

1.2 Анализ исходных данных по проектируемой районной подстанции

Далее в работе приводится анализ исходных данных по проектируемой районной подстанции.

В работе проектируется «электрическая часть понизительной опорной/узловой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Основными функциями узловых трансформаторных подстанций являются» [10]:

- преобразование и распределение электроэнергии: узловые трансформаторные подстанции обеспечивают преобразование и распределение электроэнергии в узле энергетической системы между различными потребителями, включая промышленные предприятия, коммерческие объекты, жилую застройку и другие сегменты энергосистемы;
- управление электроэнергией: такие подстанции обеспечивают управление электроэнергией, включая регулирование напряжения и мощностей в узле, контроль потребления электроэнергии и другие функции, необходимые для поддержания стабильной работы энергосистемы;
- мониторинг электроэнергии: подстанции могут включать в себя системы мониторинга, которые позволяют отслеживать состояние электроэнергии в узле в реальном времени, включая измерение напряжения, тока, мощности и других параметров.

Таким образом, проектируемая узловая трансформаторная подстанция будет являться важным звеном в электроэнергетической инфраструктуре Самарской области, обеспечивая надежную передачу и распределение электроэнергии на различных участках электрической сети, включая транзит потоков мощности в энергосистеме.

Данный факт обуславливает важность и практическую ценность данной работы.

Исходя из классов напряжения на объекте проектирования, «структурная схема проектируемой подстанции 110/35/10 кВ включает следующие основные элементы:

- распределительное устройство 110 кВ;
- распределительное устройство 35 кВ;
- распределительное устройство 10 кВ;
- силовые трансформаторы 110/35/10 кВ» [8].

Для каждого из них в работе необходимо выбрать схему и новое современное оборудование.

Также в работе рассматриваются исходные данные потребителей ПС.

К потребителям проектируемой подстанции относятся промышленные, бытовые и коммунальные потребители, которые получают питание от шин 35 кВ и 10 кВ проектируемой подстанции (таблица 1).

Таблица 1 – Исходные данные потребителей проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области

Наименование присоединения	$S_{м.},$ кВА	Категория надёжности	Количество линий, шт.
Нагрузка 35 кВ			
35-1	2700,0	1	2
35-2	3900,0	2	2
35-3	1800,0	2	2
35-4	500,0	3	1
Всего нагрузки 35 кВ	8900,0	1,2,3	7
Нагрузка 10 кВ			
10-1	9800,0	2	2
10-2	700,0	3	1
10-3	950,0	3	1
10-4	950,0	3	1
10-5	4000,0	3	1
Всего нагрузки 10 кВ	16400,0	2,3	6
Всего нагрузки ТП-110/35/10 кВ (максимальное значение полной нагрузки трансформаторов ПС)	25300,0	1,2,3	13

На основе представленных исходных данных, далее в работе осуществляется решение основных поставленных задач.

Выводы по разделу.

В работе проведён анализ исходных данных на выполнение работы.

Приведена характеристика климатических, топографических, экономических и энергетических условий Самарской области.

Проведён анализ исходных данных по проектируемой понизительной опорной/узловой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Кратко рассмотрена структура подстанции.

Приведены исходные технические данные потребителей проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Основываясь на исходных представленных данных, далее в работе осуществляется решение основных поставленных задач.

2 Выбор мощности трансформаторов и расчёт параметров подстанции

2.1 Выбор мощности понизительных силовых трансформаторов

Проводится выбор мощности понизительных силовых трансформаторов, которые рационально установить на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

В работе необходимо выбрать их и проверить на соответствие нагрузочной способности.

Расчётная мощность силового трансформатора (трёхобмоточного) для применения на проектируемой ТП-110/35/10 кВ [15]:

$$S_{\text{ном.т.р}} \geq \frac{S_{\text{м.ПС}}}{N \cdot K_3}, \quad (1)$$

где $S_{\text{м.ПС}}$ – максимальное значение полной нагрузки трансформаторов (трёхобмоточных);

K_3 – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов (трёхобмоточных).

При выборе и проверке трансформаторов (трёхобмоточных) используются исходные данные потребителей проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области, которые получены в работе ранее.

При этом на стадии проектирования принимается полная проектная нагрузка подстанции (учитывая наиболее вероятный круглосуточный максимальный режим работы подстанции, а также вероятность транзита электроэнергии в узле, так как проектируемая в работе подстанция является узловой).

С учётом этого, проводится проверка трансформаторов:

$$25000 \text{ кВА} \geq \frac{25300}{2 \cdot 0,7} = 18071,4 \text{ кВА}.$$

«Принимается для установки на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/110.

Проверка трансформатора (трёхобмоточного) на перегрузочную способность» [15]:

$$K_{3.n} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{м.ПС}}}{S_{\text{ном.т}}} \leq 0,7. \quad (2)$$

$$K_{3.n} = \frac{S_{\text{м.ПС}}}{S_{\text{ном.т}}} \leq 1,4. \quad (3)$$

«Проверки силовых трансформаторов ТДТН-25000/110 на ПС-110/35/10 кВ в нормальном и послеаварийном режимах выполняются» [15]:

$$K_{3.n} = \frac{0,5 \cdot 25300}{25000} = 0,51 \leq 0,7.$$

$$K_{3.n} = \frac{25300}{25000} = 1,01 \leq 1,4.$$

«При температуре окружающей среды 30 °С для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д максимальный коэффициент загрузки» [1] в аварийном режиме работы составляет 1,3 при продолжительности перегрузки 6 часов в течении суток.

Таким образом, для применения выбранных трансформаторов на подстанции в послеаварийном режиме необходимо отключить нагрузку третьей категории.

Следовательно, выбранные трансформаторы в полной мере отвечают условиям проверки по максимальной нагрузке. Значит, они подходят для установки на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

2.2 Расчёт токов короткого замыкания

Проводится расчёт токов короткого замыкания (КЗ) на шинах проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Целью расчета токов короткого замыкания (ТКЗ) на трансформаторных подстанциях является определение максимальных токов, которые могут протекать в электрических сетях всех классов напряжения объекта в случае короткого замыкания.

Такие расчеты необходимы для обеспечения безопасной и эффективной работы оборудования, проектирования систем защиты и предотвращения повреждений оборудования.

Кроме того, расчет ТКЗ способствует стабильной работе электроэнергетической системы и предотвращению аварийных ситуаций.

При расчете также учитываются значения ударных токов в максимальном и минимальном режимах, а также минимальные расчетные токи КЗ при двухфазном режиме работы (принимается как минимальный режим ТКЗ для проверки уставок релейной защиты).

Расчетные значения токов КЗ в максимальном режиме используются при выборе и проверке электрических аппаратов для установки на подстанции.

Для этого в схеме расчета ТКЗ учитывается питание всех указанных распределительных устройств (РУ) подстанции по единственной линии (послеаварийный режим), что позволяет определить максимальное значение тока КЗ.

Ранее в работе было определено, что на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области установлены два силовых трансформатора ТДТН-25000/110, каждый из которых имеет номинальную мощность 25 МВА и понижает напряжение 110 кВ до потребительских напряжений 35 кВ и 10 кВ.

С учётом этого, составляется исходная схема для расчёта токов КЗ (рисунок 2).

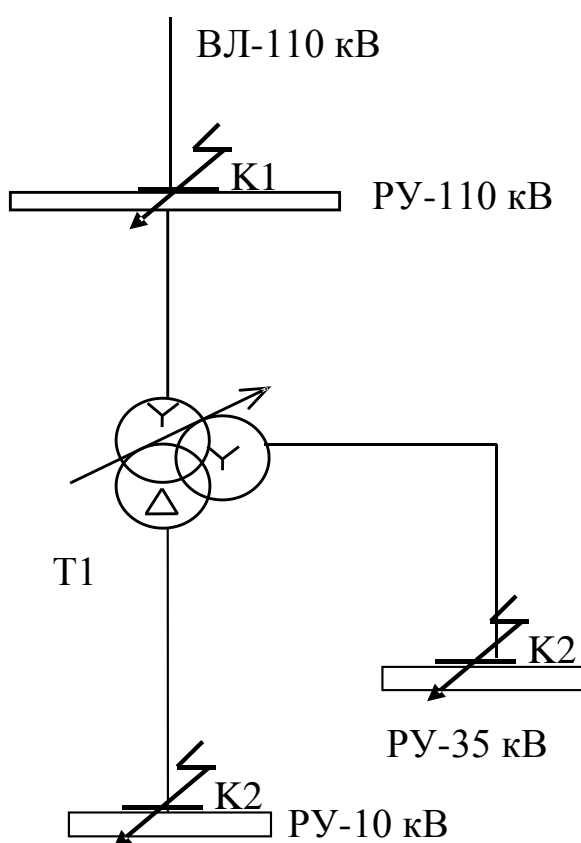


Рисунок 2 – Исходная расчётная схема

Таким образом, проводится расчёт значений трёхфазного тока КЗ на шинах подстанции в следующих расчётных точках для таких классов напряжения:

- точка К1 – шины 110 кВ;
- точка К2– шины 35 кВ;
- точка К3 – шины 10 кВ.

Известно, что схема замещения в расчетах токов короткого замыкания представляет собой упрощенную модель электрической сети, которая позволяет провести расчеты токов КЗ с достаточной точностью.

В данной схеме учитываются основные элементы системы, такие, как источники питания, силовые трансформаторы, линии передачи и распределительные устройства.

При этом расчёты проводятся для каждой точки КЗ независимо. Основная задача расчётов по схеме замещения – провести расчёт токов КЗ в каждой точке данной схемы.

Составляется схема замещения электрической сети, на которой показаны расчетные параметры элементов сети (рисунок 3).

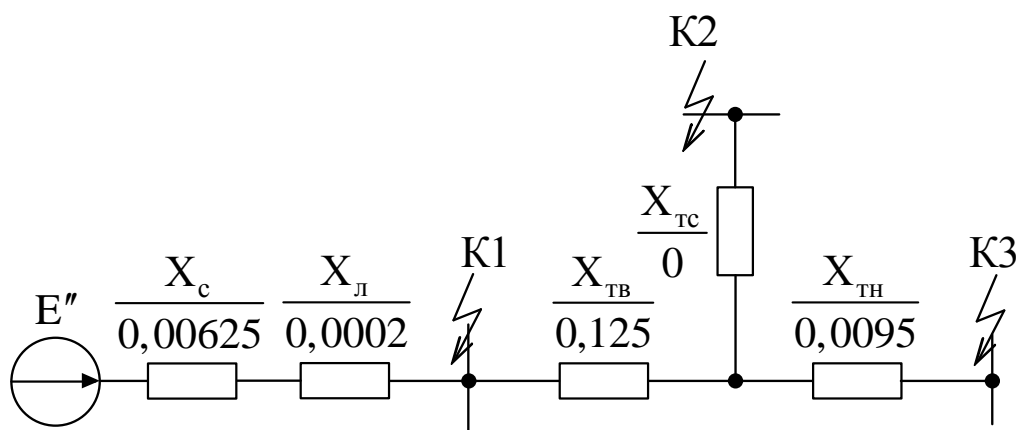


Рисунок 3 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ

Исходя из задания на выполнение работы, мощность энергосистемы в режиме КЗ на шинах подстанции составляет: в минимальном режиме – 1860 МВА, в максимальном режиме – 1650 МВА.

Базисное напряжение принимается равным напряжению на выводах силового трансформатора на стороне ВН в максимальном положении устройства РПН, оно равно $U_{\delta} = 110 \cdot 1,05 = 115$ кВ.

«Базисная мощность для удобства принимается равной номинальной мощности силового трансформатора подстанции, значит $S_{\delta} = 25000$ кВА.

Базисный ток» [13]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}. \quad (4)$$

«Базисный ток для ступени 110 кВ (основная ступень)» [13]:

$$I_{\sigma 1} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,126 \text{ кА}.$$

«Базисный ток для ступеней среднего и низшего напряжений (соответственно – 35 кВ и 10 кВ)» [13]:

$$I_{\sigma 2} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,37 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,31 \text{ кА}.$$

«Сопротивление энергосистемы» [13]:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k^*}, \text{ о.е.}, \quad (5)$$

где S_k^* - «мощность энергосистемы в режиме КЗ на шинах ИП» [13].

$$x_{c.макс} = \frac{25}{1860} = 0,013 \text{ о.е.}$$

$$x_{c.мин} = \frac{25}{1650} = 0,015 \text{ о.е.}$$

Находятся сопротивления питающей ЛЭП-110 кВ условной длиной $L=1$ км, выполненной проводом марки АС с удельным индуктивным сопротивлением $x_{y0} = 0,4$ Ом/км [13]:

$$x_{л*} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \text{ о.е.}, \quad (6)$$

где « x_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км;
 L – длина питающей ВЛ, км» [13].

Для ВЛ-110 кВ:

$$x_{л*} = 0,4 \cdot 1 \cdot \frac{25}{115^2} = 0,0008 \text{ о.е.}$$

«Относительные сопротивления лучей трансформатора» [13]:

$$x_{тв*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%)}{100}. \quad (7)$$

$$x_{тс*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%)}{100}. \quad (8)$$

$$x_{тн*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%)}{100}. \quad (9)$$

«Для трансформатора, находящегося на подстанции» [13]:

$$x_{тв*} = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5)}{100} = 0,1075 \text{ о.е.}$$

$$x_{mc}^* = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5)}{100} = 0 \text{ o.e.}$$

$$x_{mn}^* = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5)}{100} = 0,0675 \text{ o.e.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания (далее – ТКЗ)» [13]:

$$I_K^{(3)*} = \frac{E''}{x_{рез}^*} \cdot I_{б} \quad (10)$$

«Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К1 на ПС-110/35/10 кВ» [15] представлена на рисунке 4.

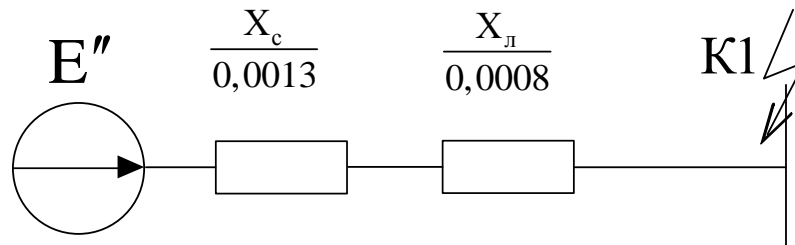


Рисунок 4 – «Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К1» [13]

«Результирующее сопротивление к точке К1» [13]:

$$x_{рез}^* = x_c^* + x_l^*, \text{ o.e.} \quad (11)$$

Значит:

$$x_{рез.K1_{макс}} = 0,013 + 0,0008 = 0,0138 \text{ о.е.}$$

*

$$x_{рез.K1_{мин}} = 0,015 + 0,0008 = 0,0158 \text{ о.е.}$$

*

«Начальное значение периодической составляющей ТКЗ в расчётной точке К2 в максимальном и минимальном режимах режиме» [13]:

$$I_{K1_{макс}}^{(3)} = \frac{1}{0,0138} \cdot 0,126 = 9,13 \text{ кА.}$$

$$I_{K1_{мин}}^{(3)} = \frac{1}{0,0158} \cdot 0,126 = 7,97 \text{ кА.}$$

«Преобразованная схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К2 на ПС-110/35/10 кВ представлена на рисунке 5» [13].

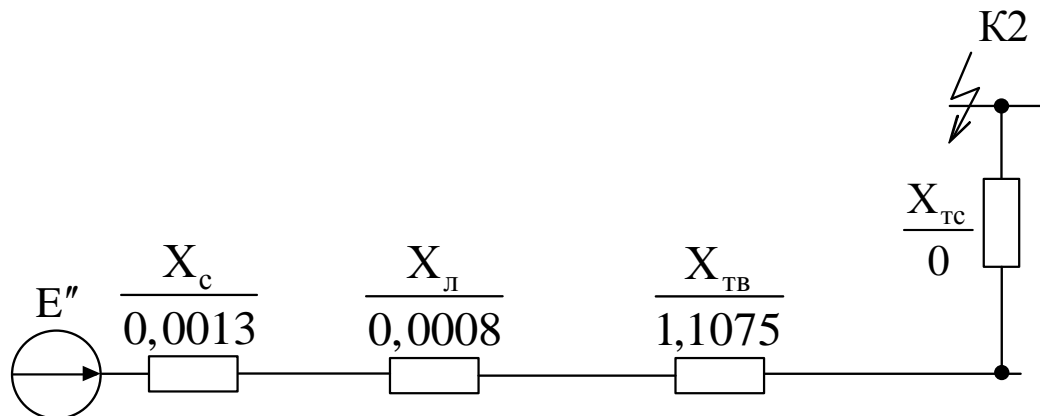


Рисунок 5 – Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К2

«Результирующее сопротивление к расчётной точке К2» [13]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тс}, \text{ о.е.} \quad (12)$$

* * * * *

«Результирующее сопротивление к точке К2 в относительных расчётных единицах» [13]:

$$x_{рез.К2_{макс}} = 0,013 + 0,0008 + 0,1075 + 0 = 0,1213 \text{ о.е.}$$

*

$$x_{рез.К2_{мин}} = 0,015 + 0,0008 + 0,1075 + 0 = 0,1233 \text{ о.е.}$$

*

«Начальное значение периодической составляющей ТКЗ в расчётной точке К2 в максимальном и минимальном режимах режиме» [13]:

$$I_{К2_{макс}}^{(3)} = \frac{1}{0,1213} \cdot 0,37 = 3,05 \text{ кА.}$$

$$I_{К2_{мин}}^{(3)} = \frac{1}{0,1233} \cdot 0,37 = 3,00 \text{ кА.}$$

«Преобразованная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К3 на ПС-110/35/10 кВ представлена на рисунке 6» [13].

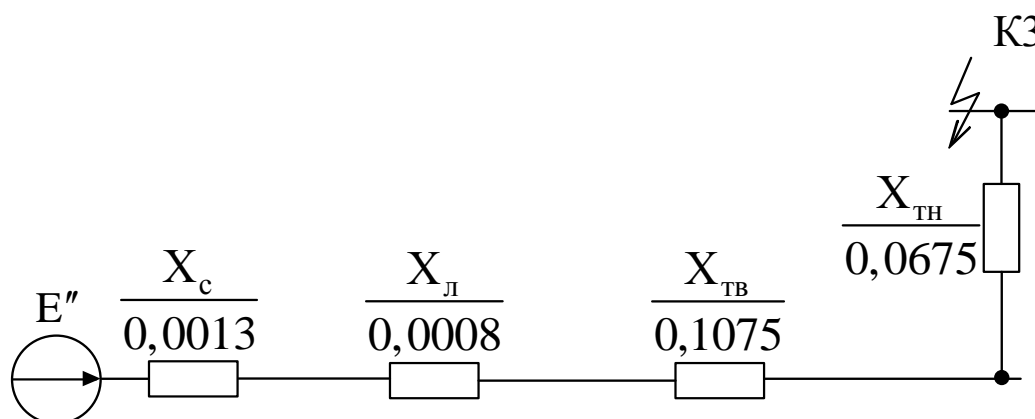


Рисунок 6 – Преобразованная «схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К2» [13]

«Результирующее сопротивление к точке К3 в относительных расчётных единицах» [13]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тн}, о.е. \quad (13)$$

* * * * *

Значит:

$$x_{рез.КЗ_{макс}} = 0,013 + 0,0008 + 0,1075 + 0,0675 = 0,1888 о.е.$$

*

$$x_{рез.КЗ_{мин}} = 0,015 + 0,0008 + 0,1075 + 0,0675 = 0,1908 о.е.$$

*

«Начальное значение периодической составляющей ТКЗ в точке КЗ»

[13]:

$$I_{КЗ_{макс}}^{(3)} = \frac{1}{0,1888} \cdot 1,31 \approx 6,94 \text{ кА.}$$

$$I_{КЗ_{мин}}^{(3)} = \frac{1}{0,1908} \cdot 1,31 \approx 6,87 \text{ кА.}$$

«Ударный ток» [13]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_K^{(3)}, \text{ кА,} \quad (14)$$

где « $k_{уд}$ – ударный коэффициент» [13].

Расчёт ударного ТКЗ в расчётных точках схемы:

$$i_{уд1_{макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,13 = 23,17 \text{ кА.}$$

$$i_{уд1_{мин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,97 = 20,22 \text{ кА.}$$

$$i_{уд2_{макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 3,05 = 6,04 \text{ кА.}$$

$$i_{уд2мин} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 3,00 = 5,94 \text{ кА.}$$

$$i_{уд3макс} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 6,94 = 12,27 \text{ кА.}$$

$$i_{уд3мин} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 6,87 = 12,14 \text{ кА.}$$

Значение двухфазного ТКЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K'', \text{ кА.} \quad (15)$$

Расчёт двухфазного ТКЗ проведён по выражению (20), результаты расчёта представлены далее:

$$I_{K1макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,13 = 7,91 \text{ кА,}$$

$$I_{K1мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,97 = 6,90 \text{ кА.}$$

$$I_{K2макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,05 = 2,64 \text{ кА,}$$

$$I_{K2мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,00 = 2,60 \text{ кА.}$$

$$I_{K3макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,94 = 6,01 \text{ кА,}$$

$$I_{K3мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,87 = 5,95 \text{ кА.}$$

Полученные результаты расчёта ТКЗ на подстанции представлены в форме таблицы 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта ТКЗ на подстанции

Параметр	Расчётная точка КЗ		
	Точка К1 (110 кВ)	Точка К2 (35 кВ)	Точка К3 (10 кВ)
$I_{к.макс}^{(3)}$, кА	9,13	3,05	6,94
$I_{к.мин}^{(3)}$, кА	7,97	3,00	6,87
$i_{уд.макс}$, кА	23,17	6,04	12,27
$i_{уд.мин}$, кА	20,22	5,94	12,14
$I_{к.макс}^{(2)}$, кА	7,91	2,64	6,01
$I_{к.мин}^{(2)}$, кА	6,90	2,60	5,95

Результаты расчёта ТКЗ используются при выборе оборудования.

2.3 Расчёт нормальных рабочих токов

Расчёт нормальных и максимальных рабочих токов на трансформаторной подстанции является важной задачей при проектировании и эксплуатации электрических сетей.

«Расчёт нормальных рабочих токов проводится по условию» [16]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (16)$$

где « n – количество линий, по которым получает питание соответствующие потребители, шт.;

S_{np} – мощность присоединения, кВА;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение присоединения, кВ» [16].

Для вводов подстанции:

$$I_{в.нр.110} = \frac{22770}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \approx 59,76 \text{ A.}$$

$$I_{в.нр.35} = \frac{8010}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 66,07 \text{ A.}$$

$$I_{в.пр.10} = \frac{14760}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 426,08 \text{ А.}$$

«Максимальный рабочий ток» [16]:

$$I_{пр.макс} = 1,4 \frac{S_{пр}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (17)$$

$$I_{в.пр.110макс} = 1,4 \frac{22770}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \approx 83,66 \text{ А.}$$

$$I_{в.пр.35макс} = 1,4 \frac{8010}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 92,50 \text{ А.}$$

$$I_{в.пр.10макс} = 1,4 \frac{14760}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 596,51 \text{ А.}$$

Аналогично определяются токи остальных присоединений подстанции 110/35/10 кВ (таблица 3).

Таблица 3 – Результаты расчёта рабочих и максимальных токов нормального режима

Наименование присоединения	Класс напряжения	Ток нормального режима, А	Максимальный рабочий ток, А
Ввод	110 кВ	59,76	83,66
	35 кВ	66,07	92,50
	10 кВ	426,08	596,51
Секционные присоединения	110 кВ	-	83,66
	35 кВ	-	92,50
	10 кВ	-	596,51
Линейные присоединения 35 кВ	35 кВ	22,27	31,18
		32,17	45,03
		14,85	20,78
		8,25	-
Линейные присоединения 10 кВ	10 кВ	282,90	396,06
		40,41	-
		54,85	-
		54,85	-
		230,94	-

В таблице 3 были учтены параметры нагрузки (категории надёжности и резервирования потребителей отходящих линий).

Полученные результаты расчёта токов рабочих токов нормального режима используются при выборе проводников и оборудования, а результаты расчёта максимальных токов – при их проверке в максимальном режиме.

Выводы по разделу.

Для установки на проектируемой подстанции, приняты трансформаторы ТДТН-25000/110.

Проведён расчёт минимальных и максимальных токов КЗ.

Первые используются для проверки оборудования на термическую и динамическую устойчивость, вторые – для проверки чувствительности устройств релейной защиты.

В работе рассчитаны значения тока нормального и максимального режима всех линейных присоединений и вводов распределительных устройств подстанции.

Полученные результаты расчёта токов рабочих токов нормального режима используются при выборе проводников и оборудования, а результаты расчёта максимальных токов – при их проверке в максимальном режиме.

3 Выбор и расчёт оборудования распределительных устройств

3.1 Выбор и проверка проводников

Далее для проектируемой подстанции проводится выбор и проверка сечений проводов питающей линии напряжением 110 кВ, а также отходящих линий напряжением 35 и 10 кВ.

С учётом выполнения питающей сети 110 кВ Самарской области, а также учитывая инновационные разработки проводниковой продукции, указанные линии предлагается выполнить следующими способами:

- «питающая линия 110 кВ – двухцепная воздушная линия электропередачи, выполненная современным проводом марки АЕРО-Z» [12];
- распределительные линии 35 кВ – кабельные линии электропередачи, выполненные кабелем ПвПг-35 (изоляция со сшитого полиэтилена) [4];
- распределительные линии 10 кВ – кабельные линии электропередачи с применением кабелей марки ПвПг-10 (изоляция со сшитого полиэтилена) [3].

Все указанные линии необходимо проверить на соответствие условиям подстанции. Проверяется сечение проводников на примере питающей ВЛ-110 кВ подстанции.

«Выбор сечения проводится по экономической плотности тока» [11]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I \cdot P}{j_{\text{э}}}, \quad (18)$$

где « $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [11].

Для неизолированных проводников воздушных линий принимается значение $j_s=1,1 \text{ А/мм}^2$ [11].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (19)$$

где « $I_{\text{доп}}$ – допустимое справочное значение тока проводника, А» [11].

«Проверка провода в послеаварийном режиме работы» [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad (20)$$

где « $I_{p.\text{max}}$ – максимальный ток, А» [15].

«Кроме того, провод должен быть проверен по механической прочности, а также условиям коронирующего разряда (только для ВЛ-110 кВ)» [11]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (21)$$

«Проводится выбор и проверка сечения провода питающей ВЛ-110 кВ» [11] подстанции.

Установлено, что условная длина данной линии составляет 1 км, провод, используемый на данной линии – марки АЕРО-Z.

«Расчётные токи нормального и максимального режимов на вводе 110 кВ подстанции рассчитаны в работе ранее» [16] и составляют:

- ток нормального режима $I_p = 59,76 \text{ А}$;
- максимальный рабочий ток, $I_{p.\text{max}} = 83,66 \text{ А}$.

«Расчётное сечение питающей ВЛ-110 кВ» [11]:

$$F_{\vartheta} = \frac{59,66}{1,1} = 54,3 \text{ мм}^2.$$

«Для питающей линии 110 кВ принимается стандартное сечение провода марки» [12] АААС АЕРО-Z 177 А3F со стандартным сечением 177 мм² и допустимым током 825 А [12].

«Проверка по нормальному и максимальному режиму выполняется» [11]:

$$825 \text{ А} \geq 59,76 \text{ А.}$$

$$825 \text{ А} \geq 83,66 \text{ А.}$$

Условия механической прочности для ВЛ-110 кВ также соблюдены:

$$177 \text{ мм}^2 \geq 120 \text{ мм}^2.$$

Для кабельных линий используется источник [18]. Результаты приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты выбора и проверки проводников на подстанции

Наименование присоединения	I_p , А	$I_{p,max}$, А	Марка проводника	$I_{доп.}$, А
Питающая ВЛ-110 кВ				
ВЛ-110 кВ – Т1	59,76	83,66	АААС АЕРО-Z 177 А3F	825
ВЛ-110 кВ – Т2	59,76	83,66	АААС АЕРО-Z 177 А3F	825
Распределительные линии 35 кВ				
35-1	22,27	31,18	ПвПг 3×70/16-35кВ	390
35-2	32,17	45,03	ПвПг 3×70/16-35кВ	390
35-3	14,85	20,78	ПвПг 3×70/16-35кВ	390
35-4	8,25	-	ПвПг 3×70/16-35кВ	390
Распределительные линии 10 кВ				
10-1	282,90	396,06	ПвПг 3×240-10кВ	460
10-2	40,41	-	ПвПг 3×35-10кВ	150
10-3	54,85	-	ПвПг 3×35-10кВ	150
10-4	54,85	-	ПвПг 3×35-10кВ	150
10-5	230,94	-	ПвПг 3×150-10кВ	355

Таким образом, для питающей линии 110 кВ выбраны и подтверждены сечения проводов марки АААС АЕRО-Z 177 А3F, для распределительных линий 35 кВ – кабелей марки ПвПг 3×70/16-35кВ (на всех линиях), для отходящих линий 10 кВ – кабели марки ПвПг 3×35-10кВ (на трёх линиях), ПвПг 3×240-10кВ (на одной линии), ПвПг 3×150-10кВ (на одной линии).

3.2 Выбор типов и марок распределительных устройств подстанции

Известно, что по конструктивному выполнению распределительные устройства понизительных трансформаторных подстанций энергосистемы бывают следующих типов:

- открытые РУ – их оборудование находится на открытой площадке;
- закрытые РУ – оборудование находится в специализированных зданиях (сооружениях);
- комплектные РУ – оборудование находится в специализированных камерах (ячейках).

Также РУ бывают наружного и внутреннего исполнения.

По устанавливаемому оборудованию, РУ классифицируются на следующие группы:

- РУ с оборудованием с воздушной изоляцией;
- РУ с оборудованием с масляной изоляцией;
- РУ с оборудованием с вакуумной изоляцией;
- РУ с оборудованием с элегазовой изоляцией.

В результате проведения анализа основных направлений научно-технического прогресса по применению оборудования в РУ, установлено, что РУ с оборудованием с воздушной и масляной изоляцией относятся к устаревшим и неэффективным типам.

Определено, что к современным и наиболее перспективным типам относятся РУ с вакуумной и элегазовой изоляцией.

Таким образом, данные типы РУ должны быть детально рассмотрены в работе для применения на проектируемой понизительной подстанции переменного тока 110/35/10 кВ.

Выбраны разработки [5], [6], [7].

Результаты выбора типов и марок РУ для применения на проектируемой ПС-110/35/10 кВ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты выбора типов и марок РУ для применения на проектируемой ПС-110/35/10 кВ

Наименование РУ подстанции	Тип РУ	Марки ячеек РУ	Завод-изготовитель
РУ-110 кВ	Элегазовое (КРУЭ)	ЯТЭ-110Л-40-2500/У2	ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки)
РУ-35 кВ	Вакуумное (модульное)	КYN61-40.5(Z)	ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки)
РУ-110 кВ	Вакуумное (комплектное)	КРУ-ZETO-10	ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки)

«На основании анализа параметров и конструктивных особенностей РУ различных типов, выбрано соответствующие типы и марки РУ для применения на проектируемой ПС-110/35/10 кВ» [11] одного завода-изготовителя - ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки).

Известно, что выбор оборудования от одного производителя обеспечивает более эффективную совместимость и взаимодействие между компонентами энергосистемы, что способствует более стабильной и надежной работе, облегчает процессы обновления и обслуживания, уменьшает риски возникновения конфликтов и снижает сложность интеграции и адаптации.

Также такой подход обеспечивает комплексную поддержку со стороны производителя и более эффективное решение проблем, возникающих в процессе эксплуатации оборудования.

Далее в работе проводится компоновка выбранных типов РУ проектируемой подстанции электрическими аппаратами.

3.3 Компоновка распределительных устройств подстанции электрическими аппаратами

Проводится выбор и расчёт основного коммутационного и защитного оборудования для компоновки распределительных устройств подстанции.

Выбор и проверка электрических аппаратов на трансформаторных подстанциях являются важными шагами для обеспечения надежности и эффективности энергосистемы.

Этот процесс направлен на обеспечение соответствия оборудования необходимым стандартам и параметрам, а также предотвращение возможных отказов и аварийных ситуаций.

Кроме того, правильный выбор и проверка электрических аппаратов являются неотъемлемыми компонентами эксплуатации трансформаторных подстанций, обеспечивая надежность, эффективность и безопасность энергосистемы.

Цель выбора электрических аппаратов заключается в выборе наиболее подходящего оборудования для конкретных условий эксплуатации, с учетом требований к надежности, эффективности, безопасности и экономичности.

Этот процесс включает анализ технических характеристик, условий монтажа и эксплуатации, оценку рисков и потенциальных последствий отказов.

Все выбранные аппараты должны быть новыми и современными, что повышает надежность, экономичность и бесперебойность электроснабжения подстанции.

Проверка электрических аппаратов направлена на подтверждение их соответствия заявленным характеристикам и требованиям безопасности, а также соответствие параметров для установки в электрической сети.

Этот процесс обычно включает проверки на прочность изоляции, на термическую и динамическую устойчивость, стойкость к сквозным токам КЗ, проверку на отключающую и включающую способности выключателей,

проверку на срабатывание разрядников и предохранителей и другие аналогичные проверки.

Проводится непосредственный выбор электрических аппаратов для компоновки на КРУЭ-110 кВ, а также ячеек КРУ-35 кВ и 10 кВ, выбранных ранее.

Выбор всех аппаратов приведён в табличной форме (с учётом расчётных формул).

При этом использованы важнейшие технические параметры выключателей, а также, далее – другого оборудования [5], [6], [7].

Основными аппаратами для коммутации и защиты цепей подстанции являются высоковольтные выключатели.

Высоковольтные выключатели на подстанциях электросистемы играют важную роль в обеспечении безопасности и надежности.

Их основная функция заключается в управлении потоком электроэнергии путем отключения участков сети для проведения ремонтных работ, изоляции аварийных ситуаций или перераспределения нагрузки.

Высоковольтные выключатели могут работать при высоких номинальных напряжениях, что позволяет эффективно управлять распределением электроэнергии и обеспечивать стабильность и эффективность работы электроэнергетической системы.

Кроме того, они важны для предотвращения перегрузок и защиты оборудования от повреждений, обеспечивая надежную работу всей энергетической инфраструктуры. Таким образом, выключатели являются основными аппаратами защиты и коммутации на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ для питания потребителей Самарской области.

Результаты выбора новых высоковольтных выключателей 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для применения на подстанции, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – «Результаты выбора выключателей высокого напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ проектируемой подстанции 110/35/10 кВ для питания потребителей» [7] Самарской области

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
«Вводы 1 и 2, выключатели РУ-110 кВ: ВГТ-110-40/2000 (элегазовые)» [7]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 83,66 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 9,13 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,17 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,13^2 \cdot 3 =$ $= 250,07 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 =$ $= 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
«Вводы 1 и 2, выключатели РУ-35кВ: ВБК-35-25/1600 УХЛ2 (вакуумные)» [6]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 92,50 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 3,05 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 6,04 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,05^2 \cdot 3 =$ $= 27,91 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 =$ $= 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
«Вводы 1 и 2, выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZЕТО-31,5/2000 (вакуумные)» [5]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 596,51 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 6,94 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,27 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 6,94^2 \cdot 3 =$ $= 144,49 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$

В качестве линейных выключателей принимаются выключатели внутренней установки следующих марок:

- «ВБК-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные) – для КРУ-35 кВ» [6];
- «ВБ-10-ПЗ-ZЕТО-31,5/630 (вакуумные) – для КРУ-10 кВ» [5].

Они выполняют функции размыкания и замыкания цепей, включая операции в условиях нормальной нагрузки и аварийных ситуаций, таких как короткие замыкания. Основной характеристикой вакуумных выключателей является использование вакуума в качестве среды для гашения дуги, которая возникает при разрыве электрической цепи. Вакуум обеспечивает отличные

диэлектрические свойства, благодаря чему дуга гасится очень быстро и эффективно, что существенно уменьшает риск повреждения оборудования и увеличивает общую надежность системы.

Преимущество использования вакуума заключается в его стойкости к различным внешним воздействиям и отсутствии потребности в обслуживании, поскольку вакуум не изнашивается и не требует замены. Это делает вакуумные выключатели особенно подходящими для использования в местах, где трудно обеспечить регулярное техническое обслуживание.

Линейные выключатели отходящих линий потребителей на проектируемой подстанции выбраны аналогично (таблица 7).

Таблица 7 – Результаты выбора линейных выключателей

Наименование линейного присоединения	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Линейные присоединения 35 кВ			
35-1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 31,18 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 3,05 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 6,04 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,05^2 \cdot 3 =$ $= 27,91 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 =$ $= 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
35-2	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 45,03 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 3,05 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 6,04 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,05^2 \cdot 3 =$ $= 27,91 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 =$ $= 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
35-3	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 20,78 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 3,05 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 6,04 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,05^2 \cdot 3 =$ $= 27,91 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 =$ $= 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$

Продолжение таблицы 7

Наименование линейного присоединения	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
35-4	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 8,25 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 3,05 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 6,04 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 27,91 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
10-1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 396,06 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 6,94 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,27 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 6,94^2 \cdot 3 = 144,49 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
10-2	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 40,41 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 6,94 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,27 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 144,49 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
10-3	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 54,85 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 6,94 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,27 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 144,49 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
10-4	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 54,85 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 6,94 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,27 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 144,49 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
10-5	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 54,85 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 6,94 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,27 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 144,49 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора новых разъединителей высокого напряжения 110 кВ (на примере вводного присоединения) представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора разъединителей высокого напряжения 110 кВ (на примере вводного присоединения) для установки в КРУЭ-110 кВ

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, разъединители КРУЭ-110 кВ: РГ-16-110/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 83,66 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,17 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,13^2 \cdot 3 = 250,07 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 52^2 \cdot 3 = 8112 \text{ кА}^2\text{с.}$

«В ячейках КРУ напряжением 35 кВ и 10 кВ роль разъединителей выполняют втычные контакты.

Для питания устройств вторичных цепей (измерения, учёт и контроль электроэнергии, релейная защита и автоматика и прочие) используются измерительные трансформаторы тока и напряжения» [11].

Их основной выбор осуществляется по потребляемой мощности в требуемом классе точности.

«Результаты выбора измерительных трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ-110 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и 10 кВ» [11], представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора трансформаторов напряжения

Тип ТН	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
ЗНОГ-110/УХЛ1	2	600/2	1,0	$\frac{110}{110}$
ЗНОМ-35	2	250/2	1,0	$\frac{35}{35}$
НАМИТ-10	2	100/2	1,0	$\frac{10}{10}$

«Результаты выбора трансформаторов тока для установки в КРУЭ-110 кВ, а также в ячейках КРУ напряжением 35 кВ и 10 кВ» [11], представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора трансформаторов тока

Тип ТН	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
ТВТ-110-I (встроенные)	2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{500,0}{\leq 500,0}$
ТВТ-35-I (встроенные)	2	1,0	$\frac{35}{35}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$
ТОЛ-СЭЩ-10-21	2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

В КРУЭ-110 кВ и КРУ-35 кВ трансформаторы тока встроены в выключатели (соответственно, ТТ марки ТВТ-110-I и ТВТ-35-I) [9].

В работе для обеспечения защиты от атмосферных (внешних) и коммутационных (внутренних) перенапряжений в РУ-110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подстанции, рекомендуется использовать современные ограничители перенапряжений.

На сегодняшний день современные нелинейные «ограничители перенапряжений играют ключевую роль в поддержании эффективной и безопасной работы систем электроснабжения подстанций, минимизируя влияние избыточных напряжений на электрооборудование» [11].

На проектируемой «подстанции 110/35/10 кВ они устанавливаются на вводах воздушной линии электропередачи 110 кВ и в ячейках 35 кВ и 10 кВ» [11] вместе с выбранными ранее вакуумными выключателями (для подавления перенапряжения, вызванного образованием «вакуумной дуги» при отключении цепи под нагрузкой).

Следовательно, выбор современных ограничителей перенапряжений (далее – ОПН) для защиты оборудования подстанции 110/35/10 кВ является обоснованным.

Результаты выбора ОПН представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты выбора ограничителей перенапряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ подстанции

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
«Вводы 1 и 2 КРУЭ-110 кВ: нелинейные ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1» [11]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 83,66 \text{ А.}$	$I_{ном} = 800 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,17 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,13^2 \cdot 3 =$ $= 250,07 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 156^2 \cdot 3 =$ $= 73008 \text{ кА}^2\text{с.}$
«Вводы 1 и 2 КРУ-35 кВ: ОПН-П-35/38/10/0,8 УХЛ1» [11]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 92,50 \text{ А.}$	$I_{ном} = 600 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 6,04 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,05^2 \cdot 3 =$ $= 27,91 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
«Вводы 1 и 2 КРУ-10 кВ: ОПН-П-10/12,7/10/1,1» [11]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 596,51 \text{ А.}$	$I_{ном} = 400 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,27 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 6,94^2 \cdot 3 =$ $= 144,49 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Все аппараты показаны в графической части работы.

Выводы по разделу.

Проведён выбор и проверка оборудования для применения на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ для питания потребителей Самарской области.

Для питающей линии 110 кВ выбраны и подтверждены сечения проводов марки АААС АЕРО-Z 177 АЗФ, для распределительных линий 35 кВ – кабелей марки ПвПг 3×70/16-35кВ (на всех линиях), для отходящих линий 10 кВ – кабели марки ПвПг 3×35-10кВ (на трёх линиях), ПвПг 3×240-10кВ (на одной линии), ПвПг 3×150-10кВ (на одной линии).

На основании анализа параметров и конструктивных особенностей распределительных устройств различных типов, выбраны соответствующие

типы и марки РУ для применения на проектируемой ПС-110/35/10 кВ одного завода-изготовителя - ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки):

- для применения в РУ-110 кВ применяется оборудование с элегазовой изоляцией типа КРУЭ с применением ячеек марки ЯТЭ-110Л-40-2500/У2;
- для РУ-35 кВ применяется вакуумное комплектное распределительное устройство внутреннего типа с применением ячеек марки КYN61-40.5(Z);
- для РУ-10 кВ применяется вакуумное комплектное распределительное устройство внутреннего типа с применением ячеек марки КРУ-ZETO-10.

Установлено, что выбор оборудования от одного производителя обеспечивает более эффективную совместимость и взаимодействие между компонентами энергосистемы, что способствует более стабильной и надежной работе, облегчает процессы обновления и обслуживания, уменьшает риски возникновения конфликтов и снижает сложность интеграции и адаптации.

Также такой подход обеспечивает комплексную поддержку со стороны производителя и более эффективное решение проблем, возникающих в процессе эксплуатации оборудования.

Выбраны и проверены современные электрические аппараты для компоновки выбранных ячеек РУ подстанции.

4 Расчёт заземляющих устройств и молниезащиты подстанции

4.1 Расчёт заземляющих устройств подстанции

Заземляющие устройства на подстанциях играют ключевую роль в обеспечении безопасности и нормального функционирования электроэнергетических систем. Они предназначены для отвода токов короткого замыкания и молниезащиты, обеспечивают стабильность работы оборудования и защиту персонала от электрических ударов.

Заземление также помогает предотвратить повреждение оборудования, обеспечивая эффективное распределение токов и поддерживая надежное электрическое соединение с землей. Также по заземлению отводятся емкостные токи в сетях с эффективно-заземлённой нейтралью.

Кроме того, по заземлению отводятся атмосферные и коммутационные перенапряжения, возникающие в электрической сети.

Таким образом, заземление подстанции является одним из её важнейших конструктивных элементов.

Известно, что при проектировании контура заземления используются два вида заземлителей (электродов): вертикальные и горизонтальные.

На проектируемой понизительной подстанции 110/35/140 кВ в качестве искусственных заземлителей применяются вертикальные и горизонтальные стальные стержни.

Допустимое время воздействия на человека» [11]:

$$\tau_{\text{в}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}} \text{ с}, \quad (22)$$

где « $t_{\text{р.з}}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя, с» [11].

$$\tau_{\text{в}} = 0,1 + 0,035 = 0,135 \text{ с.}$$

«Сопротивление растекания тока от ступней» [11]:

$$R_c = 1,5 \cdot \rho, \text{ Ом.} \quad (23)$$

где ρ – «сопротивление грунта в месте контура заземления, Ом» [11].

$$R_c = 1,5 \cdot 90 = 135 \text{ Ом.}$$

«Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней человека» [11]:

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_c}, \quad (24)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 135} = 0,97.$$

«Суммарная длина горизонтального заземлителя всей подстанции с учётом взаимного экранирования вертикальными электродами» [11]:

$$L_r = \frac{a}{l_{\epsilon}} \cdot b + \frac{b}{l_{\epsilon}} \cdot a, \text{ м,} \quad (25)$$

где « a – длина подстанции, м;

b – ширина подстанции, м» [11].

$$L_r = \frac{69,5}{5} \cdot 32 + \frac{32}{5} \cdot 69,5 = 889,6 \text{ м.}$$

«Коэффициент напряжения прикосновения» [11]:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\theta} \cdot L_r}{l_{\theta} \cdot \sqrt{a \cdot b}} \right)^{0,45}}, \quad (26)$$

$$S = a \cdot b, \text{ м}^2, \quad (27)$$

$$S = 69,5 \cdot 32 = 2224 \text{ м}^2,$$

$$K_n = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 889,6}{5 \cdot \sqrt{2224}} \right)^{0,45}} = 0,129.$$

«Напряжение на заземлителе» [11]:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон.}}{K_n}, \text{ кВ}, \quad (28)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,129} = 3092 \text{ В} \approx 3,09 \text{ кВ}.$$

«Сопротивление заземляющего устройства» [11]:

$$R_{з.дон.} = \frac{U_3}{I_3}, \text{ Ом}, \quad (29)$$

$$R_{з.дон.} = \frac{3,09}{1,3} = 2,38 \text{ Ом}.$$

«Условное число ячеек по стороне квадрата» [11]:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (30)$$

$$m = \frac{889,6}{2 \cdot \sqrt{2224}} - 1 = 8,43.$$

«Принимается $m=9$.

Длина полос» [11]:

$$L_r^9 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \text{ м}, \quad (31)$$

$$L_r^9 = 2 \cdot \sqrt{2224} \cdot (9+1) \approx 943,2 \text{ м}.$$

«Длина сторон ячеек» [11]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \text{ м}, \quad (32)$$

$$b = \frac{\sqrt{2224}}{9} = 5,2 \text{ м}.$$

«Число вертикальных заземлителей по периметру контура подстанции» [11]:

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_{\text{в}}} \cdot l_{\text{в}}}, \quad (33)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{2224} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 37,7.$$

Принимается $n_{\text{в}}=38$.

«Общая длина вертикальных заземлителей» [11]:

$$L_{\text{в}} = l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}, \text{ м}, \quad (34)$$

$$L_{\text{в}} = 5 \cdot 38 = 190 \text{ м}.$$

«Относительная глубина» [11]:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l + t}{\sqrt{S}}, \text{ м}, \quad (35)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{2224}} = 0,34 \text{ м}.$$

«Суммарное сопротивление сложного заземлителя» [11]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_r^9 + L_\theta}, \text{ Ом}, \quad (36)$$

$$R_3 = 0,34 \cdot \frac{60}{\sqrt{2224}} + \frac{60}{943,2 + 190} = 0,485 \text{ Ом}.$$

Условия проверки выполняются [5]:

$$R_3 = 0,485 \text{ Ом} \leq R_{3,\text{доп.}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

«Данное значение сопротивления заземлителя является допустимым.

Напряжение прикосновения» [11]:

$$U_{np} = K_n \cdot R_3 \cdot I_3, \text{ В}, \quad (37)$$

$$U_{np} = 0,129 \cdot 0,485 \cdot 1,3 \approx 0,08 \text{ В}.$$

Условие выполняется.

В итоге, в работе принято число вертикальных электродов, равное 38 шт., с расстоянием между электродами 5 м, длиной вертикальных заземлителей 5 м и глубиной заложения горизонтальных электродов 0,7 м.

4.2 Расчёт молниезащиты подстанции

Молниезащита на трансформаторных подстанциях играет важную роль в предотвращении повреждений и обеспечении надежной работы оборудования. Ее основной задачей является защита трансформаторов и оборудования распределительных устройств от воздействия молнии, которая может вызвать различные повреждения, включая перенапряжения, поражение дугой и повреждение изоляции.

Молниезащита обеспечивает отвод атмосферных разрядов молнии в безопасное место в землю через молниеотводы, предотвращая таким образом потенциальные повреждения трансформаторов и оборудования подстанции, таким образом, обеспечивая стабильность работы оборудования на проектируемой понизительной подстанции и всей электроэнергетической системы в целом. Молниезащита на ПС-110/35/10 кВ осуществляется стержневыми молниеотводами.

«Радиус действия молниеотвода» [19]:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{x}{h}} \cdot p, \quad (38)$$

где « $h=24$ м – высота молниеотвода;

h_a – активная высота молниеотвода;

p – коэффициент, учитывающий высоту молниеотвода» [19].

$$h_a = h - h_x = 24 - 12 = 12 \text{ м},$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{12}{24}} \cdot 1 = 12,8 \text{ м}.$$

«Наименьшая ширина зоны защиты b_x » [19]:

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7h_a - 1}{14h_a - a}. \quad (39)$$

«Расстояние от оси установки молниеотводов до границы защищаемой зоны по длине и ширине» [19]:

$$b_{x1} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 40}{14 \cdot 12 - 40} = 17,6 \text{ м},$$

$$b_{x2} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 42}{14 \cdot 12 - 42} = 17,1 \text{ м}.$$

«Условие для защиты объекта высотой h_x » [19]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p. \quad (40)$$

где « D – наибольшая диагональ четырехугольника» [19].

$$D = \sqrt{40^2 + 42^2} = 58 \text{ м},$$

$$D \leq 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м},$$

$$58 \text{ м} \leq 96 \text{ м}.$$

Условие выполняется. Расположение устройств молниезащиты показано на графическом листе 6.

Выводы по разделу.

В работе рассчитан контур заземления и молниезащита подстанции 110/35/10 кВ. Для выполнения контура заземления в работе принято число вертикальных электродов, равное 38 шт., с расстоянием между электродами 5 м, длиной вертикальных заземлителей 5 м и глубиной заложения горизонтальных электродов 0,7 м.

Молниезащита подстанции выполнена с применением шести молниеотводов.

5 Разработка схем подстанции

Выбор схем главных электрических соединений трансформаторных подстанций зависит от ряда факторов, включая места расположения подстанции в энергосистеме, номинальных напряжений, категории надёжности потребителей, включая прочие технические и экономические требования и особенности конкретных условий эксплуатации.

Схемы главных электрических соединений подстанций должны быть разработаны с учетом параметров нагрузки, напряжения, типа трансформаторов и других технических характеристик энергосистемы.

Важно также учитывать эффективность передачи электроэнергии, надёжность работы, обеспечение согласованности сети, а также уровень технической сложности и затраты на строительство и обслуживание.

Таким образом, при выборе схем подстанций приоритетным является вариант, в котором присутствует рациональный баланс между надёжностью и экономичностью.

В зависимости от конкретных условий, могут применяться различные конфигурации схем, такие, как односторонние и двусторонние схемы питания, схемы с различным уровнем резервирования, а также с различными блоками.

Основными критериями, влияющими на принятие схемных решений на подстанции, являются мощность подстанции, количество присоединений и тип подстанции (узловая/опорная).

«Для решения поставленной задачи необходимо рассмотреть структурную схему проектируемой ПС-110/35/10 кВ с последующей характеристикой её основных составляющих и разработкой схем электрических соединений распределительных устройств объекта проектирования (рисунок 7)» [2].

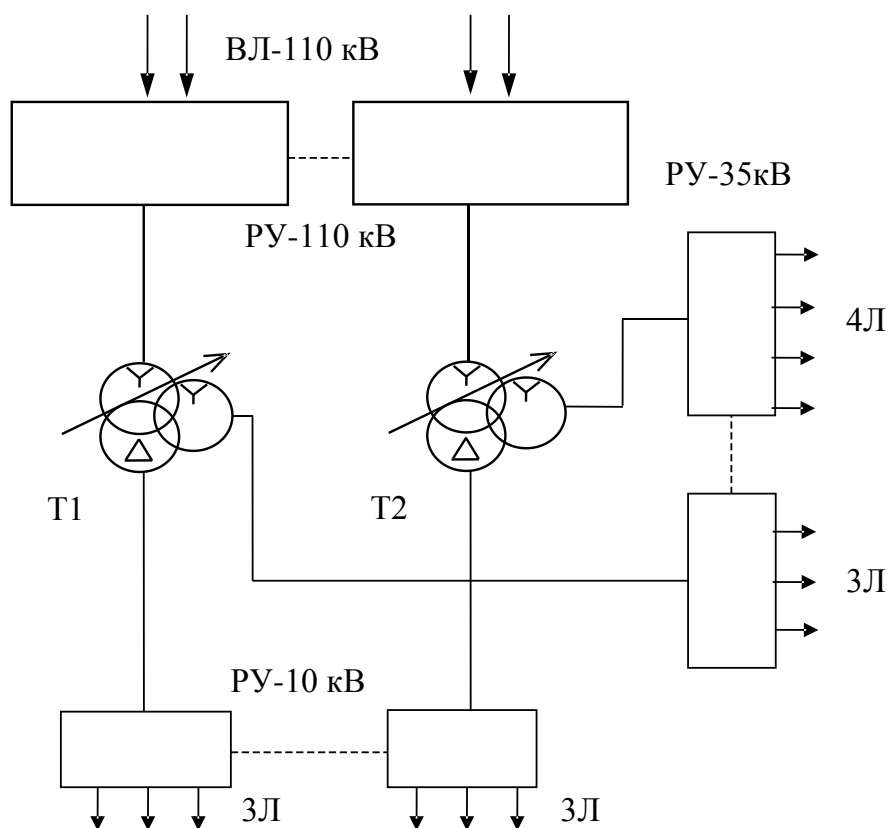


Рисунок 7 – «Структурная схема подстанции» [10]

Результаты выбора рациональных схем главных электрических соединений ПС-110/35/10 кВ приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты выбора рациональных схем главных электрических соединений ПС-110/35/10 кВ

Наименование РУ	Число присоединений	Рекомендуемая схема РУ	Особенности схемы РУ
«РУ-110 кВ» [2]	7	«110-9 Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» [2]	В схеме использовано четыре ввода. Схема обеспечивает надёжность и транзит мощности в опорной/узловой подстанции. Удобна при ремонте оборудования.
«РУ-35 кВ, 10 кВ» [2]	10/9	«35-9 (10-9) Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» [2]	Схема надёжна с резервированием. В схеме использован секционный выключатель (в нормальном режиме работы – отключён). Режим работы секций – раздельный.

«Схема главных соединений подстанции 110/35/10 кВ представлена в работе на графическом листе 2» [10].

Выводы по разделу.

В результате выбора рациональных схемных решений, для применения на проектируемой ПС-110/35/10 кВ, во всех РУ выбрана схема «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

При этом в РУ-110 кВ применяется 4 ввода 110 кВ (по определению опорной/узловой подстанции).

«Таким образом, все выбранные схемы РУ проектируемой понизительной подстанции 110/35/10 кВ опорного/узлового типа удовлетворяют требованиям нормативных документов по надёжности» [2], а также экономичности и безопасности.

6 Расчёт настроек терминалов защиты и автоматики силовых трансформаторов

6.1 Выбор типов и терминалов защиты силового трансформатора

Необходимо провести выбор параметров и расчёт настроек терминалов защиты и автоматики силового трёхобмоточного трансформатора.

На объекте проектирования устанавливается два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/110.

Особенностью данных трансформаторов является то, что они выполнены трёхобмоточными.

«На понижающем трансформаторе должны быть предусмотрены следующие основные защиты:

- дифференциальная токовая защита трансформатора (далее – ДЗТ);
- газовая защита трансформатора, выполненная с возможностью действия на отключение и на сигнал (далее – ГЗ);
- максимальная токовая защита с выдержкой времени на каждой обмотке трансформатора с комбинированным пуском по напряжению от многофазных коротких замыканий (далее – МТЗ);
- токовая защита от перегрузки, установленная в одной фазе с выдержкой времени с действием на сигнал (далее – ЗП);
- защита от однофазных КЗ на землю (далее – ЗОЗ)» [9].

Для реализации всех заданных функций, для защиты силового трансформатора проектируемой подстанции 110/35/10 кВ выбран терминал защиты серии БЭ2704 [19].

Терминал защиты серии БЭ2704 отличается высокой надежностью и эффективностью в обеспечении безопасности.

Его преимущества включают в себя интегрированные технологии защиты, способные оперативно реагировать на различные угрозы.

Также этот терминал обеспечивает удобство использования и легкость в установке, что упрощает процесс обеспечения безопасности объекта. Кроме того, он предоставляет возможности мониторинга и управления, что повышает контроль и эффективность системы защиты [17].

Таким образом, выбор данного терминала для реализации всех функций защиты силового трёхобмоточного трансформатора на объекте проектирования, обоснован.

Далее приводятся некоторые особенности защит трансформатора на объекте с применением выбранного терминала защиты серии БЭ2704.

«В терминале защиты серии БЭ2704 предусмотрено самоудержание выходных промежуточных реле, необходимое для обеспечения надёжного пуска УРОВ при кратковременных замыканиях контакторов газового реле.

На трансформаторе предусмотрено однократное АВР при отключении выключателя на соответствующие напряжения выключает выключатель ВН и выключатель соответствующей линии.

При КЗ на шинах НН и СН трансформатора отключается от действия МТЗ соответствующей (ближайший) выключатель, а при несрабатывании защиты или отказе выключателя, выключается от МТЗ выключатель на стороне ВН трансформатора.

Селективность работы выполняется при помощи выдержки времени и согласованию по чувствительности МТЗ. При перегрузке срабатывает реле ЗП на сигнал.

При возникновении внутренних повреждений срабатывает ГЗ и отключает трансформатор с трех сторон. При внутреннем КЗ срабатывает ДЗТ и отключает выключатели со всех сторон трансформатора» [17].

Таким образом, выбор и применение данного терминала РЗиА на объекте проектирования, обоснована.

Схема защиты силовых трансформаторов подстанции 110/35/10 кВ, выполненная с применением терминалов защиты серии БЭ2704, представлена на графическом листе 5.

6.2 Расчёт уставок терминалов защиты силового трансформатора

«В качестве основной защиты трансформаторов от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью» [9].

Первичный ток небаланса обусловлен только погрешностью работы трансформаторов тока и наличием устройства регулирования напряжения и определяется по выражению:

$$I_{нб.} = I'_{нб.} + I''_{нб.} = (\kappa_a \cdot \kappa_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.}) \cdot I_K^{(3)}, \quad (41)$$

где ε - «относительная токовая погрешность ТТ» [9];

$\Delta U_{рег.}$ - «половина суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН» [9].

По условию (41):

$$I_{нб.} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 9130 = 1369,5 \text{ A.}$$

«Ток срабатывания ДЗТ» [9]:

$$I_{с.з} \geq K_{отс.} \cdot I_{нб.}, \text{ A}, \quad (42)$$

где $K_{отс.}$ - «коэффициент отстройки» [9].

$$I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 1369,5 = 1780,35 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности ДЗТ» [9]:

$$K_{\chi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (43)$$

Требования по чувствительности ДЗТ выполняются:

$$K_{ч.ВН} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6900}{1780,35} \approx 3,88 > 1,5.$$

$$K_{ч.СН} = \frac{1}{1} \cdot \frac{2640}{1780,35} \approx 1,5 = 1,5.$$

$$K_{ч.НН} = \frac{1}{1} \cdot \frac{5950}{1780,35} \approx 3,34 > 1,5.$$

«Для микропроцессорных блоков защит, защита от перегрузки» [9]:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot I_{раб.макс.ВН}, \quad (44)$$

где K_n – «коэффициент надёжности» [9].

«Ток срабатывания ЗП» [9]:

$$I_{с.з} \geq 1,05 \cdot 83,66 \approx 87,8 \text{ А.}$$

«Условие выбора уставки МТЗ» [1]:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (45)$$

где $K_{сзн}$ – «коэффициент самозапуска» [9].

«Коэффициент чувствительности МТЗ» [9]:

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{с.з}} \geq 1,2, \quad (46)$$

где $I_{к.мин}^{(к)}$ – «минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии» [9];

$K_{сх}^{(3)}$ – «коэффициент схемы соединения ТТ и реле» [9];

$K_{сх}^{(к)}$ – «коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ» [9];

$I_{с.з}$ – «ток срабатывания защиты» [9].

«Ток уставки МТЗ трансформатора на стороне ВН (110 кВ)» [9]:

$$I_{с.з} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 83,66 \approx 147,2 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора на стороне ВН удовлетворяет требованиям» [9]:

$$K_{\psi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{7970}{147,2} \approx 54,1 > 1,2.$$

Аналогично рассчитаны уставки МТЗ на сторонах СН и НН трансформатора (таблица 13).

Таблица 13 – Результаты расчёта уставок МТЗ силового трансформатора

Сторона трансформатора	$I_{\text{раб. макс}}, \text{ A}$	$I_{с.з}, \text{ A}$	$t_{с.з}, \text{ с}$
ВН (110 кВ)	83,66	147,2	0,5
СН (35 кВ)	92,50	162,8	1,0
НН (10 кВ)	596,51	1049,9	1,5

Для газовой защиты бака и РПН трансформатора выбирается газовое реле марки РГЧЗ-66.

Выводы по разделу.

Для реализации всех заданных функций защиты силового трансформатора подстанции 110/35/10 кВ, выбран терминал защиты серии БЭ2704, который отличается высокой надежностью и эффективностью в обеспечении безопасности. Рассчитаны уставки РЗиА данного терминала.

Заключение

В работе спроектирована электрическая часть районной понизительной подстанции 110/35/10 кВ для питания потребителей Самарской области.

В работе проведён анализ исходных данных на выполнение работы.

Приведена характеристика климатических, топографических, экономических и энергетических условий Самарской области.

Проведён анализ исходных данных по проектируемой понизительной опорной/узловой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Кратко рассмотрена структура подстанции.

Приведены исходные технические данные потребителей проектируемой подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы Самарской области.

Основываясь на исходных представленных данных, далее в работе осуществляется решение основных поставленных задач.

Для установки на проектируемой подстанции, приняты трансформаторы ТДТН-25000/110.

Проведён расчёт минимальных и максимальных токов КЗ.

Первые используются для проверки оборудования на термическую и динамическую устойчивость, вторые – для проверки чувствительности устройств релейной защиты.

В работе рассчитаны значения тока нормального и максимального режима всех линейных присоединений и вводов распределительных устройств подстанции.

Полученные результаты расчёта токов рабочих токов нормального режима используются при выборе проводников и оборудования, а результаты расчёта максимальных токов – при их проверке в максимальном режиме.

Проведён выбор и проверка оборудования для применения на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ для питания потребителей Самарской области.

Для питающей линии 110 кВ выбраны и подтверждены сечения проводов марки АААС АЕРО-Z 177 АЗФ, для распределительных линий 35 кВ – кабелей марки ПвПг 3×70/16-35кВ (на всех линиях), для отходящих линий 10 кВ – кабели марки ПвПг 3×35-10кВ (на трёх линиях), ПвПг 3×240-10кВ (на одной линии), ПвПг 3×150-10кВ (на одной линии).

На основании анализа параметров и конструктивных особенностей распределительных устройств различных типов, выбраны соответствующие типы и марки РУ для применения на проектируемой ПС-110/35/10 кВ одного завода-изготовителя - ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки):

- для применения в РУ-110 кВ применяется оборудование с элегазовой изоляцией типа КРУЭ с применением ячеек марки ЯТЭ-110Л-40-2500/У2;
- для РУ-35 кВ применяется вакуумное комплектное распределительное устройство внутреннего типа с применением ячеек марки КYN61-40.5(Z);
- для РУ-10 кВ применяется вакуумное комплектное распределительное устройство внутреннего типа с применением ячеек марки КРУ-ZETO-10.

Установлено, что выбор оборудования от одного производителя обеспечивает более эффективную совместимость и взаимодействие между компонентами энергосистемы, что способствует более стабильной и надежной работе, облегчает процессы обновления и обслуживания, уменьшает риски возникновения конфликтов и снижает сложность интеграции и адаптации.

Также такой подход обеспечивает комплексную поддержку со стороны производителя и более эффективное решение проблем, возникающих в процессе эксплуатации оборудования.

Выбраны и проверены современные электрические аппараты для компоновки выбранных ячеек РУ подстанции.

В работе рассчитан контур заземления и молниезащита подстанции 110/35/10 кВ. Для выполнения контура заземления в работе принято число вертикальных электродов, равное 38 шт., с расстоянием между электродами 5 м, длиной вертикальных заземлителей 5 м и глубиной заложения горизонтальных электродов 0,7 м.

Молниезащита подстанции выполнена с применением шести молниеотводов.

В результате выбора рациональных схемных решений, для применения на проектируемой ПС-110/35/10 кВ, во всех РУ выбрана схема «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

При этом в РУ-110 кВ применяется 4 ввода 110 кВ (по определению опорной/узловой подстанции).

Для реализации всех заданных функций защиты силового трансформатора подстанции 110/35/10 кВ, выбран терминал защиты серии БЭ2704, который отличается высокой надежностью и эффективностью в обеспечении безопасности. Рассчитаны уставки РЗиА данного терминала.

Таким образом, все принятые в работе технические решения по проектированию схемы главных электрических соединений и выбору современного оборудования подстанции 110/35/10 кВ, подтверждены в работе.

Список используемых источников

1. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 15.03.2024).
2. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 15.03.2024).
3. Кабель ПвПг-10 кВ [Электронный ресурс]: URL: [https://k-
ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/pvpg-
10kv/](https://k-
ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/pvpg-
10kv/) (дата обращения: 04.03.2024).
4. Кабель ПвПг-35 кВ [Электронный ресурс]: URL: [https://k-
ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-35kv/pvpg-
35kv/](https://k-
ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-35kv/pvpg-
35kv/) (дата обращения: 04.03.2024).
5. Комплектное распределительное устройство с выкатным элементом КYN61-40.5(Z). [Электронный ресурс]: URL: [https://www.elec.ru/library/manuals/komplektnoe-raspredelitelnoe-ustrojstvo-
KYN.html](https://www.elec.ru/library/manuals/komplektnoe-raspredelitelnoe-ustrojstvo-
KYN.html) (дата обращения: 15.03.2024).
6. КРУ ZETO-6(10) кВ - ЗАО «ЗЭТО». [Электронный ресурс]: URL: <https://zeto.ru/kru-zeto-na-6-10-i-20-kv/>(дата обращения: 14.01.2024).
7. КРУЭ-110 КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ. ЗАО «ЗЭТО». [Электронный ресурс]: URL: <https://zeto.ru/kru-e-110/> (дата обращения: 15.03.2024).
8. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
9. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ.

Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». [Электронный ресурс]: URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293773/4293773667.pdf> (дата обращения: 15.03.2024).

10. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.

11. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

12. Провода Aero-Z [Электронный ресурс]: URL: <https://atomdv.com/catalog/440/> (дата обращения: 04.03.2024).

13. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 05.03.2024).

14. Самарская область [Электронный ресурс]: URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Самарская_область (дата обращения: 04.03.2024).

15. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

16. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

17. ТЕРМИНАЛЫ СЕРИИ БЭ2704. [Электронный ресурс]: URL: https://k-energo.com/documents/rukovodstva/be2704/РЭ%20БЭ2704_300.pdf (дата обращения: 15.03.2024).

18. Токовые нагрузки на изолированные кабели и провода [Электронный ресурс]: URL: <https://www.ruscable.ru/info/cable/sprav-toknagr.html> (дата обращения: 05.03.2024).

19. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 05.03.2024).

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года.
Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва, 2020.
142 с.