

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 Электроснабжение ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз  
Москва»

Обучающийся

С. С. Коняев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доц. М. Н. Третьякова

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

## Аннотация

В работе осуществлена разработка мероприятий по реконструкции существующей системы электроснабжения ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва» с последовательной проверкой основных решений.

Проведён анализ исходных данных существующей схемы, а также состояния основного оборудования системы электроснабжения объекта исследования.

Установлено, что в связи с расширением производственно-технического комплекса ремонтно-восстановительной базы, увеличиваются потребляемые мощности и вводятся в эксплуатацию новые потребители.

Следовательно, необходимо внести соответствующие изменения в первичную схему электрических соединений системы электроснабжения объекта исследования, а также выбрать новые и проверить на допустимую нагрузку существующие электрические аппараты, трансформаторы и проводники.

Также параллельно предложено провести модернизацию распределительных устройств главной понизительной подстанции ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва».

Не менее важным аспектом работы является модернизация релейной защиты и автоматики (РЗА) на объекте исследования.

Данные вопросы решены в работе в полном объёме.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	7
1.1 Анализ данных на выполнение работы .....	7
1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции объекта .....	16
2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания.....	19
2.1 Расчёт электрических нагрузок .....	19
2.2 Расчёт токов короткого замыкания .....	21
3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанциях .....	32
3.1 Проверка трансформаторов главной понизительной подстанции.....	32
3.2 Выбор и проверка трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.....	33
4 Выбор и расчёт электрических проводников и электрических аппаратов ..	36
4.1 Расчёт максимальных рабочих токов.....	36
4.2 Выбор и проверка проводников .....	38
4.3 Выбор решений по модернизации распределительных устройств.....	41
4.4 Выбор и проверка электрических аппаратов .....	48
5 Расчёт релейной защиты, молниезащиты и заземления .....	54
5.1 Выбор устройств и расчёт уставок релейной защиты силового трансформатора ГПП.....	54
5.2 Расчёт заземления .....	58
5.3 Расчёт молниезащиты.....	63
Заключение .....	66
Список используемых источников.....	70

## Введение

Реконструкция и модернизация систем электроснабжения на современных промышленных предприятиях нефтегазового комплекса представляют собой сложный инженерный процесс, направленный на совершенствование и оптимизацию функционирования электроэнергетических систем предприятия.

Основная цель таких мероприятий состоит в обеспечении надежности, эффективности и безопасности электроснабжения для обеспечения бесперебойной работы промышленного производства.

Задачи реконструкции и модернизации включают в себя анализ существующей инфраструктуры и технического оборудования с целью определения устаревших систем и компонентов, а также выявление потенциальных проблемных зон. На основе этих данных, разрабатываются проекты по модернизации, включающие в себя замену устаревшего оборудования на современное, внедрение новых технологий энергосбережения и управления, а также оптимизацию схем электроснабжения с учетом специфики производственных процессов комплекса.

Кроме того, в случае несоответствия схемных решений требуемым нормативным документам, также проводится их реконструкция. Реконструкция схем проводится при вводе в эксплуатацию новых потребителей. Цель таких мероприятий – надёжное обеспечение новых потребителей электроэнергией с учётом существующего оборудования системы электроснабжения.

Таким образом, важнейшими аспектами реконструкции и модернизации систем электроснабжения современных промышленных предприятий нефтегазового комплекса являются обеспечение промышленной безопасности, энергоэффективность, электромагнитная совместимость, а

также устойчивость к внешним воздействиям и возможность оперативного реагирования на изменения в нагрузке и технологических процессах.

В результате реализации таких мероприятий достигается повышение производительности, снижение энергозатрат и уровня рисков возникновения аварийных ситуаций, что способствует повышению конкурентоспособности и эффективности деятельности не только предприятия, но и всего нефтегазового комплекса. Данный вопрос исследуется в настоящей работе.

Актуальность реконструкции и модернизации систем электроснабжения современных промышленных предприятий нефтегазового комплекса обусловлена рядом ключевых факторов. Во-первых, стремительное развитие технологий и изменения в требованиях к производственным процессам обуславливают необходимость постоянного совершенствования и адаптации электроэнергетических систем. Внедрение новых технологий и увеличение производственных мощностей требует соответствующего обновления инфраструктуры электроснабжения для обеспечения эффективного функционирования предприятия [19].

Во-вторых, в условиях конкурентной борьбы на рынке нефтегазового сектора, эффективность производства и снижение затрат играют решающую роль в обеспечении конкурентоспособности предприятия. Модернизация систем электроснабжения позволяет снизить потребление энергии, оптимизировать процессы и уменьшить потери, что способствует снижению производственных издержек и повышению рентабельности бизнеса.

Третий аспект связан с необходимостью обеспечения безопасности и экологической устойчивости производственных процессов. Реконструкция и модернизация систем электроснабжения позволяет повысить уровень безопасности оборудования, снизить риск аварийных ситуаций и сократить негативное воздействие на окружающую среду, что соответствует современным требованиям экологической ответственности и устойчивого развития. Таким образом, реконструкция и модернизация систем электроснабжения на нефтегазовых предприятиях представляют собой

важный шаг в повышении эффективности, надежности и экологической устойчивости производства.

Данные аспекты обуславливают актуальность настоящей работы.

«Основной целью работы является повышение показателей надёжности и экономичности существующей системы электроснабжения» [19] ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва».

Объектом исследования является система электроснабжения ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва».

Предметом исследования выступает комплекс технико-экономических параметров и характеристик системы электроснабжения объекта исследования (надёжность, безопасность, бесперебойность, экономичность, экологичность).

Основная цель работы достигается путём разработки и внедрения мероприятий по реконструкции системы электроснабжения объекта исследования с последовательной проверкой основных решений.

Проведён анализ исходных данных существующей схемы, а также состояния основного оборудования системы электроснабжения объекта исследования. Установлено, что в связи с расширением производственно-технического комплекса ремонтно-восстановительной базы, увеличиваются потребляемые мощности и вводятся в эксплуатацию новые потребители. Следовательно, необходимо внести соответствующие изменения в первичную схему электрических соединений системы электроснабжения объекта исследования, а также выбрать новые и проверить на допустимую нагрузку существующие электрические аппараты, трансформаторы и проводники. Также предложено провести модернизацию распределительных устройств и системы РЗА на главной понизительной подстанции ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва». Целесообразность принятых мероприятий, направленных на улучшение системы электроснабжения объекта исследования, проверяются в работе на основании полученных результатов.

# 1 Анализ исходных данных

## 1.1 Анализ данных на выполнение работы

Как было указано ранее, в работе объектом исследования является система электроснабжения ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва».

«Рассматриваемая в работе организация является крупнейшим газотранспортным подразделением ПАО «Газпром» и одним из важнейших звеньев Единой системы газоснабжения России.

Компания обеспечивает своевременные бесперебойные поставки природного газа потребителям в 14 регионах Центрального федерального округа Российской Федерации, поставку газа на внутренний рынок, транзит в страны ближнего и дальнего зарубежья» [2].

«Основные принципы работы ООО «Газпром трансгаз Москва»» [2] в сфере добычи, перекачки и распределения газа представлены на рисунке 1.

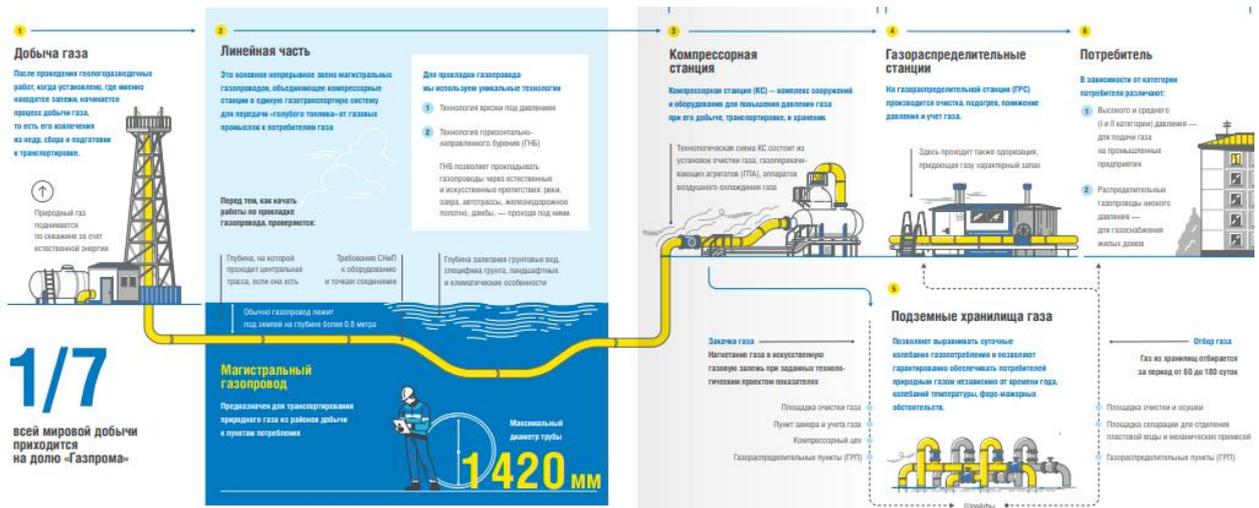


Рисунок 1 – Основные принципы работы ООО «Газпром трансгаз Москва» в сфере добычи, перекачки и распределения газа

Установлено, что основные показатели экономической эффективности предприятия за последнюю пятилетку значительно увеличились. Это говорит

о хороших перспективах дальнейшего развития данной организации даже при нынешнем уровне санкций.

Так как работа организации тесно связана с надёжностью оборудования, применяемого для перекачки и распределения газа, предприятие имеет несколько собственных ремонтно-восстановительных баз, на которых проводится ремонт, обслуживание, монтажные работы, а также модернизация оборудования газоперекачивающих подстанций и газораспределительных пунктов.

В работе рассматривается одна из таких ремонтно-восстановительных баз, расположенная в поселении Первомайское Троицкого административного округа города Москвы.

Данный объект получает питание от районной трансформаторной питающей РТП-110/35/10 кВ (далее – РТП-110/35/10 кВ) «Леоново» на напряжении 10 кВ.

Таким образом, в системе электроснабжения ремонтно-восстановительной базы, данная РТП-110/35/10 кВ «Леоново» является главной понизительной подстанцией. Следовательно, необходимо привести её описание и исходные технические данные.

Исходные технические данные РТП-110/35/10 кВ «Леоново»:

- тип подстанции – промежуточная транзитная;
- классы напряжения – 110/35/10 кВ;
- два силовых трансформатора ТДТН-16000/110 с устройством РПН;
- мощности энергосистемы в режиме КЗ на шинах ВН подстанции: максимальный режим – 2100 МВА, минимальный режим – 1790 МВА;
- климатическая зона – III;
- тип аккумуляторной батареи – необслуживаемая, герметичная;
- тип ТСН – ТМ-10/0,4 кВ;
- сопротивление грунта – верхний/нижний слой – 80/400 Ом.

План расположения подстанции РТП-110/35/10 кВ «Леоново» на карте местности представлен на рисунке 2 [9].

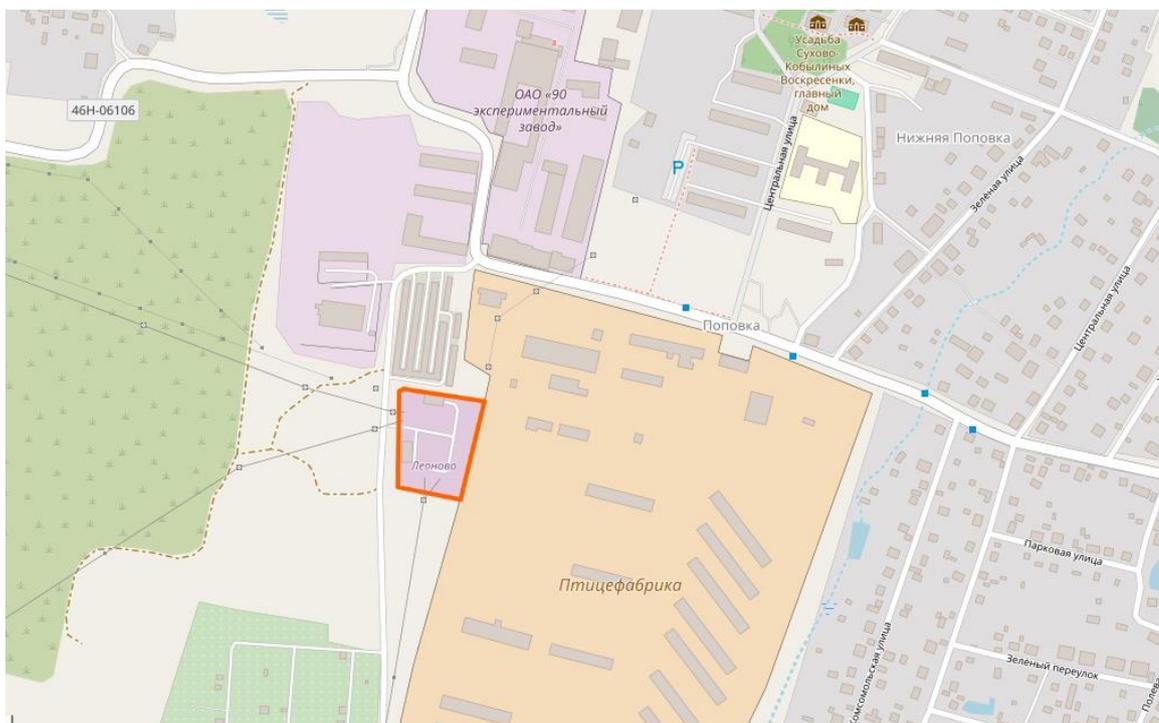


Рисунок 2 – План расположения подстанции РТП-110/35/10 кВ «Леоново» на карте местности

План расположения питающих и распределительных сетей РТП-110/35/10 кВ «Леоново» на карте местности представлен на рисунке 3 [15].



Рисунок 3 – План расположения питающих и распределительных сетей РТП-110/35/10 кВ «Леоново» на карте местности

Далее следует детально рассмотреть однолинейную схему всех РУ на РТП-110/35/10 кВ «Леоново», на основании чего сделать выводы о целесообразности их применения на объекте.

На подстанции принято следующее конструктивное выполнение РУ:

- 110 кВ – открытое распределительное устройство (далее – ОРУ-110 кВ);
- 35 кВ – открытое распределительное устройство (далее – ОРУ-35 кВ);
- 10 кВ – закрытое распределительное устройство (далее – ЗРУ-10 кВ).

При четырех присоединениях РУ-110 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново» (1 питающая линия 110 кВ, 1 транзитная линия 110 кВ и 2 силовых трансформатора) выполняется по схеме 110 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (рисунок 4) [3].

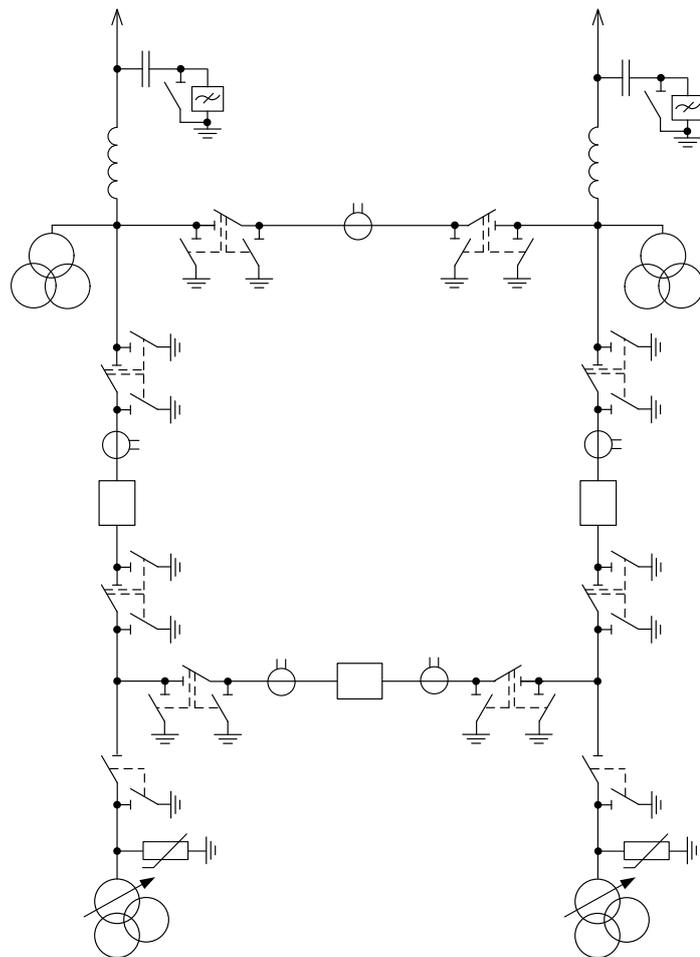


Рисунок 4 – Схема 110 – 5Н подстанции РТП-110/35/10 кВ «Леоново»

Схема 110 - 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» является одной из распространенных схем коммутации в электроэнергетических системах. Она используется для обеспечения коммутации и переключения энергии в линейных цепях при необходимости проведения ремонтных или технических работ.

Схема 110 - 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» обладает несколькими преимуществами [3]:

- гибкость и управляемость. Схема позволяет гибко управлять подачей энергии в линейные цепи. Выключатели обеспечивают возможность отключения и включения энергии по необходимости, а ремонтная перемычка позволяет создавать обходные пути для обслуживания и ремонта без необходимости отключения всей системы;
- безопасность. Выключатели обеспечивают контролируемое и безопасное отключение энергии в линейных цепях. Ремонтная перемычка позволяет изолировать область ремонтных работ, предотвращая возможность непреднамеренного подключения энергии во время проведения работ;
- удобство обслуживания и ремонта. Благодаря наличию ремонтной перемычки, обслуживание и ремонтные работы могут быть проведены без необходимости отключения всей системы. Это позволяет сократить время простоя и обеспечить более эффективное планирование и выполнение работ;
- надежность. Использование мостика с выключателями обеспечивает надежность работы системы. При необходимости замены или ремонта одного из выключателей, другие выключатели на мостике продолжают обеспечивать нормальную передачу энергии.

РУ-35 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново» с семью отходящими воздушными линиями 35 кВ и двумя силовыми трансформаторами выполнена по схеме 35 – 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (рисунок 5).

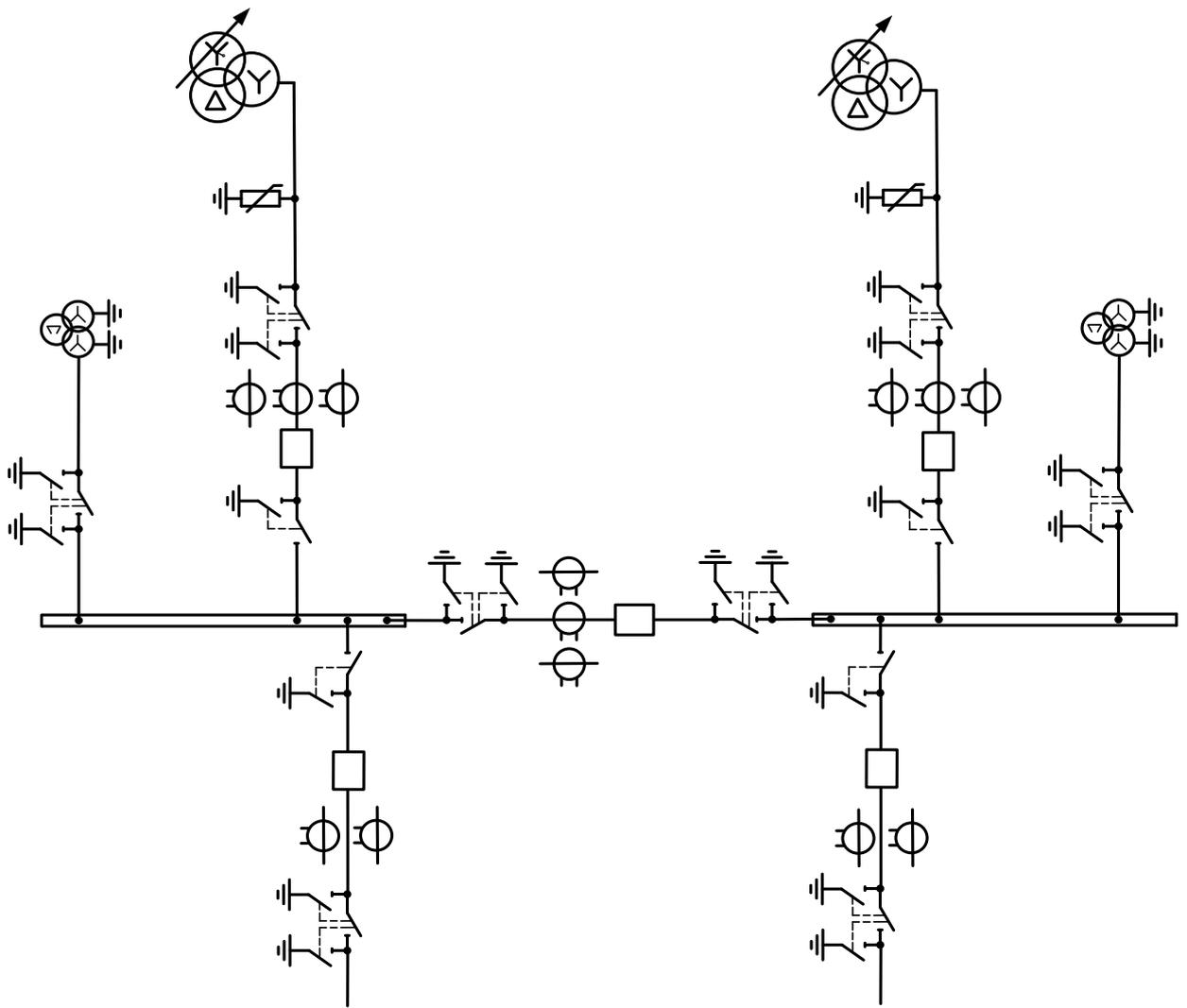


Рисунок 5 – Схема РУ-35 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново» 35 – 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»

Схема 35 - 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» является одной из распространенных схем, используемых в подстанциях для электроэнергетических систем.

Она представляет собой конфигурацию, в которой используется одна рабочая секция секционированной системы шин и выключатель для подключения или отключения данной секции.

Основные особенности схемы 35 – 9 [3]:

- в этой схеме используется секционированная система шин, которая разделяет подстанцию на отдельные секции. Это позволяет отключать и включать отдельные секции независимо друг от друга, что упрощает

обслуживание и ремонтные работы;

- в схеме используется только одна рабочая секция, что означает, что все нагрузки и устройства подключаются к этой секции. Это облегчает планирование и монтаж оборудования;
- выключатель используется для подключения или отключения рабочей секции. Он обеспечивает контролируемое и безопасное отключение и включение энергии в секцию;
- схема 35 - 9 является простой и компактной, что упрощает ее проектирование, монтаж и эксплуатацию.

Схема 35 - 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» широко используется в подстанциях среднего и низкого напряжения для обеспечения электропитания различных нагрузок. Эта схема обеспечивает гибкость и управляемость системы, позволяет проводить обслуживание и ремонтные работы без отключения всей подстанции и обеспечивает надежную передачу энергии.

Для РУ 10 кВ рассматриваемой подстанции принята типовая схема 10–1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» [3] (рисунок 6).

От шин РУ 10 кВ подстанции питается рассматриваемое в работе предприятие.

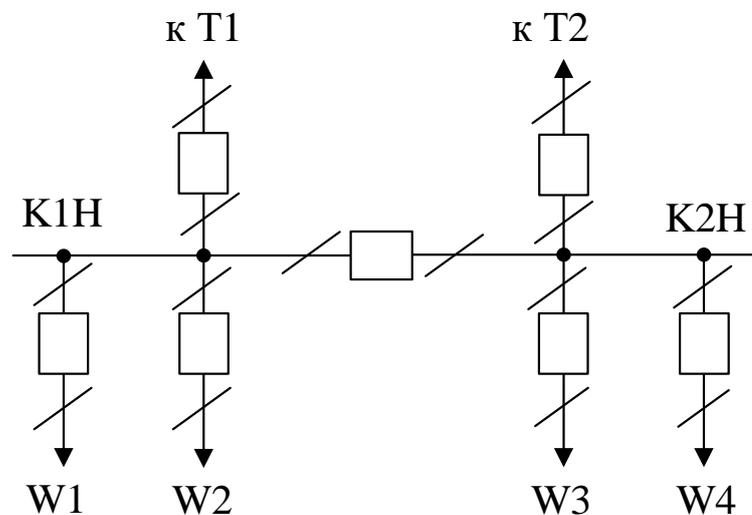


Рисунок 6 – Схема РУ-10 кВ на стороне НН РТП-110/35/10 кВ «Леоново»

На рисунке 6 разъединители показаны упрощённо. Схема, применяемая в РУ-10 кВ на стороне НН РТП-110/35/10 кВ «Леоново», является наиболее распространённой в сетях 6(10) кВ при двух источниках питания [3].

Далее рассматривается нагрузка подстанции.

Значение нагрузки РУ-35 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Нагрузка РУ-35 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново»

Тип нагрузки	Мощность нагрузки, кВт	Категория потребителя
Промышленная и бытовая нагрузка	4500	1
Промышленная и бытовая нагрузка	2100	2
Промышленная и бытовая нагрузка	1500	2
Промышленная и бытовая нагрузка	1000	3
Всего нагрузки 35 кВ	9100	1,2,3

В результате проведённого анализа установлено, что от РУ-35 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново» получает питание исключительно промышленную и бытовую нагрузку поселения Первомайское Троицкого административного округа города Москвы.

При этом питание с РУ-35 кВ РТП-110/35/10 кВ приходит на понизительные ТП-35/10 кВ, а далее – на сеть подстанций ТП-10/0,4 кВ. Данная сеть детально не рассматривается, так как не связана с основной тематикой работы.

От шин РУ-10 кВ главной понизительной подстанции получает питание ремонтно-восстановительная база, в составе которой преобладают потребители 3 категории надёжности.

Исключение составляет главный производственный ремонтно-восстановительный комплекс, который относится ко 2 категории надёжности и требует питания от двух независимых источников по двум линиям [11].

Такая схема питания для данного объекта была принята при вводе его в эксплуатацию.

Комплекс по ремонту электрооборудования и испытательный комплекс объекта проектирования относятся к 3 категории надёжности, поэтому получают питание от шин 10 кВ РУ-10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ одной линией без резервирования.

Для питания всех потребителей ремонтно-восстановительной базы используются радиальные схемы.

В результате проведения реконструкции объекта исследования, в связи с расширением производственных мощностей и необходимости введения в работу новых подразделений, планируется ввод в эксплуатацию перспективной нагрузки, относящейся к 3 категории надёжности.

К таким объектам относятся комплекс по ремонту газораспределительного оборудования и восстановительный комплекс.

Нагрузка РУ–10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново», в которую также входит нагрузка рассматриваемой ремонтно-восстановительной базы, приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Нагрузка РУ–10 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново»

Тип нагрузки	Мощность нагрузки, кВА	Категория потребителя	ТП-10/0,4 кВ
<b>Существующая нагрузка</b>			
Главный производственный ремонтно-восстановительный комплекс	3400	2	ТП-1: 2×2500
Комплекс по ремонту электрооборудования	800	3	ТП-2: 1×1600
Испытательный комплекс	1200	3	ТП-3: 1×1600
Всего существующей нагрузки	5400	2,3	3ТП: 2×2500, 2×1600
<b>Перспективная нагрузка</b>			
Комплекс по ремонту газораспределительного оборудования	550	3	-
Восстановительный комплекс	700	3	-
Всего перспективной нагрузки	1250	3	-
<b>Суммарная нагрузка</b>			
Всего нагрузки	6650	2,3	3ТП: 2×2500, 2×1600

Таким образом, установлено, что для питания существующей нагрузки 0,38/0,22 кВ ремонтно-восстановительной базы применяются следующие цеховые ТП-10/0,4 кВ:

- одна ТП (№1) – с двумя трансформаторами ТМ-2500/10;
- две ТП (№2 и №3) – с одним трансформатором ТМ-1600/10.

План расположения потребителей и электрических сетей РВБ представлена на графическом листе 1.

Исходная однолинейная схема системы электроснабжения РВБ представлена на графическом листе 2.

## **1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции объекта**

В результате проведения анализа исходных данных установлено, что питание ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва» осуществляется на напряжении 10 кВ от РУ-10 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново».

При проведении анализа схем данной подстанции было установлено, что все они соответствуют всем требуемым критериям по надёжности, экономичности и безопасности, поэтому в капитальной модернизации не нуждаются.

Также определено, что в системе электроснабжения предприятия, на стороне 10 кВ, необходимо подключить новую перспективную нагрузку, в которой большинство потребителей относятся к 3 категории надёжности.

Для этого необходимо провести реконструкцию РУ-10 кВ питающей «РТП-110/35/10 кВ, а также установить новые цеховые ТП-10/0,4 кВ для питания перспективной нагрузки» [11].

Таким образом, основная техническая «задача состоит в правильном и надёжном подключении новой (перспективной) нагрузки к существующей системе электроснабжения предприятия» [11].

Также реконструкции требуют все распределительные устройства питающей РТП-110/35/10 кВ, так как все они устарели морально и физически.

Кроме того, большинство оборудования этих РУ не соответствуют требованиям надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Поэтому они требуют замены, то есть полной реконструкции (включая полную замену ячеек РУ).

Таким образом, при дальнейшем внедрении «проекта реконструкции системы электроснабжения РВБ, необходимо учесть совокупность приведённых исходных» [11] технических данных и принятых решений.

При внедрении данных мероприятий, основная цель работы будет достигнута.

Выводы по разделу.

В работе рассмотрена одна из ремонтно-восстановительных баз ООО «Газпром трансгаз Москва», расположенная в поселении Первомайское Троицкого административного округа города Москвы.

Установлено, что данный объект получает питание от районной трансформаторной питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново» на напряжении 10 кВ. Таким образом, в системе электроснабжения ремонтно-восстановительной базы, данная РТП-110/35/10 кВ «Леоново» является главной понизительной подстанцией.

В результате проведения анализа схем данной подстанции было установлено, что все они соответствуют всем требуемым критериям по надёжности, экономичности и безопасности, поэтому в капитальной модернизации не нуждаются.

Также определено, что в системе электроснабжения предприятия, на стороне 10 кВ, необходимо подключить новую перспективную нагрузку, в которой большинство потребителей относятся к 3 категории надёжности. В связи с этим, в работе необходимо провести реконструкцию РУ-10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ, а также установить новые цеховые ТП-10/0,4 кВ для питания перспективной нагрузки.

В результате анализа конструктивных особенностей РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ было установлено, что в модернизации нуждаются все перечисленные распределительные устройства питающей РТП-110/35/10 кВ, так как все они устарели морально и физически.

При этом замене подлежат также ячейки, так как они в первую очередь не выполняют поставленную задачу по сохранению надёжности системы электроснабжения.

Кроме того, большинство оборудования этих РУ не соответствуют требованиям надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Поэтому они требуют замены, которую в работе предлагается провести путём полной реконструкции РУ с заменой не только оборудования, но и типов РУ и их ячеек.

При внедрении данных мероприятий, основная цель работы будет достигнута.

## 2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания

### 2.1 Расчёт электрических нагрузок

«Далее в работе необходимо провести расчёт электрических нагрузок системы электроснабжения» [7] РВБ ООО «Газпром трансгаз Москва».

Основные задачи расчёта электрических нагрузок в работе, следующие:

- выбор трансформаторов на новых цеховых ТП-10/0,4 кВ для питания новой перспективной нагрузки, а также выбор и проверка электрических аппаратов и проводников для перспективной нагрузки (для данной цели необходимо рассчитать нагрузку в сети 10 кВ);
- выбор новых типов РУ питающей РТП-110/35/10 кВ и электрических аппаратов, которые планируется в них установить (для решения данной задачи необходимо знать нагрузки во всех РУ и на всей РТП-110/35/10 кВ).

Кроме того, по результатам расчёта нагрузок будут проверены многочисленные решения, которые не подлежат модернизации и реконструкции в работе (например, проверка мощности существующих трансформаторов цеховых ТП-10/0,4 кВ и трансформаторов питающей РТП-110/35/10 кВ, а также проводников для питания существующих потребителей).

При проведении расчёта учитывается фактическая и перспективная нагрузка методом коэффициента спроса [7].

«Активная нагрузка объектов, кВт» [7]:

$$P_p = P_n \cdot K_c, \quad (1)$$

где « $P_n$  – номинальная (паспортная) активная нагрузка, кВт;

« $K_c$  – значение коэффициента спроса» [7].

«Полная нагрузка, кВА» [7]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}. \quad (2)$$

«Реактивная нагрузка, квар» [7]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}. \quad (3)$$

«Групповые расчётные нагрузки СЭС предприятия» [7]:

$$P_{P.\Sigma} = \sum P_p. \quad (4)$$

$$Q_{P.\Sigma} = \sum Q_p. \quad (5)$$

$$S_{P.\Sigma} = \sqrt{P_{P.\Sigma}^2 + Q_{P.\Sigma}^2}. \quad (6)$$

«Групповой коэффициент мощности» [7] СЭС предприятия [7]:

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p}. \quad (7)$$

На примере подразделения РВБ «Главный производственный ремонтно-восстановительный комплекс» по условиям (1) – (3):

$$P_p = 3400 \cdot 0,8 = 2720 \text{ кВт}.$$

$$S_p = \frac{2720}{0,94} = 2893,6 \text{ кВА}.$$

$$Q_p = \sqrt{2893,6^2 - 2720^2} = 987,2 \text{ квар}.$$

Аналогичные расчёты проведены для остальных подразделений системы электроснабжения и всей питающей РТП-110/35/10 кВ (таблица 3).

Таблица 3 – Результаты расчёта электрических нагрузок

Наименование потребителя	$P_m$ , кВт	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
<b>Нагрузка 35 кВ (промышленная и бытовая нагрузка)</b>				
Промышленная и бытовая нагрузка	4500	3600	1306,7	3829,8
Промышленная и бытовая нагрузка	2100	1680	609,7	1787,2
Промышленная и бытовая нагрузка	1500	1200	435,6	1276,6
Промышленная и бытовая нагрузка	1000	800	209,5	851,1
Всего нагрузки 35 кВ	9100	7280	2642,3	7744,7
<b>Нагрузка 10 кВ (РВБ ООО «Газпром трансгаз Москва»)</b>				
<b>Существующая нагрузка</b>				
Главный производственный ремонтно-восстановительный комплекс	3400	2720	987,2	2893,6
Комплекс по ремонту электрооборудования	800	640	232,4	680,9
Испытательный комплекс	1200	960	348,5	1021,3
Всего существующей нагрузки	5400	4320	1567,8	4595,7
<b>Перспективная нагрузка</b>				
Комплекс по ремонту газораспределительного оборудования	550	440	156,8	468,1
Восстановительный комплекс	700	560	203,1	595,7
Всего перспективной нагрузки	1250	1000	362,9	1063,8
Всего нагрузки 10 кВ	6650	5320	1931,0	5659,6
Всего нагрузки РТП-110/35/10 кВ	15750	12600	4573,3	13404,3

Таким образом, в работе получены результаты расчёта нагрузок участков и всего объекта реконструкции (с учётом перспективной нагрузки).

## 2.2 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для определения тока, который будет протекать через короткое замыкание в момент его возникновения.

Данный аспект важен для выбора подходящих защитных устройств и обеспечения безопасной и надежной работы электрической системы.

Известно также, что максимальные токи короткого замыкания (КЗ) возникают при трёхфазном симметричном режиме КЗ.

Так как одной из задач работы заключается в капитальной модернизации всех РУ питающей РТП-110/35/10 кВ, необходимо уточнить максимальные

значения токов КЗ на выводах всех РУ. С учётом этого, расчётная методика «предполагает расчёт токов КЗ в трёх расчётных точках:

- на выводах силового трансформатора 110 кВ (расчётная точка К1);
- на выводах обмотки 35 кВ силового трансформатора (расчётная точка К2);
- на выводах обмотки 10 кВ силового трансформатора (расчётная точка К3)» [12].

Исходная расчётная схема для определения токов КЗ представлена на рисунке 7.

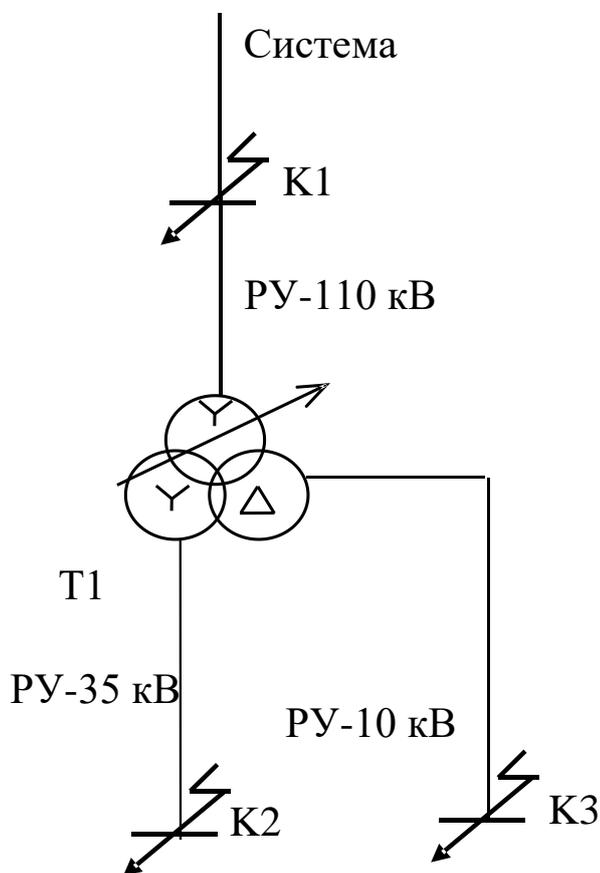


Рисунок 7 – Расчётная схема для расчёта токов короткого замыкания

«Составляется исходная схема замещения по расчётной схеме электрической сети» [12] (рисунок 8).

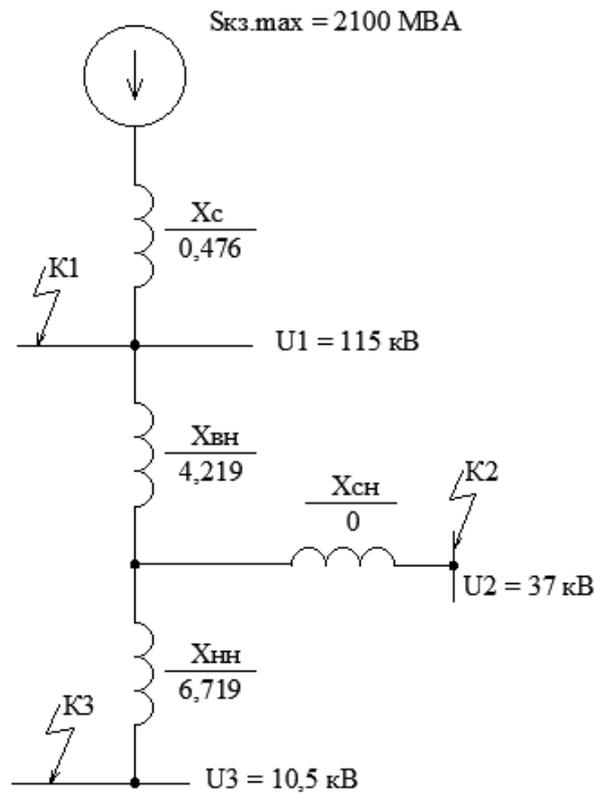


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

«Базисная мощность» [12]:

$$S_{\bar{o}} = 1000 \text{ кВА} = 1 \text{ МВА.}$$

«Базисные напряжения определяются, учитывая особенности номинальных напряжений обмоток силовых трансформаторов» [12]:

$$U_{\bar{o}1} = 115 \text{ кВ.}$$

$$U_{\bar{o}2} = 37 \text{ кВ.}$$

$$U_{\bar{o}3} = 10,5 \text{ кВ.}$$

«Базисный ток» [12]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{cpK3}}, \text{ A.} \quad (8)$$

Для напряжений схемы:

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026 \text{ кА.}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,623 \text{ кА.}$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,051 \text{ кА.}$$

Сопротивление энергосистемы [12]:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_{\text{кз. max}}}, \text{ о.е.}, \quad (9)$$

где  $S_{\text{кз. max}}$  – мощность КЗ,  $S_{\text{кз. max}} = 2100$  МВА.

По условию (9):

$$x_c = \frac{1000}{2100} = 0,476 \text{ о.е.}$$

Используя каталожные данные, определяется напряжение каждой обмотки трансформатора подстанции, и их удельное сопротивление приведенное к базисному [12]:

$$x_{ТВ} \% = 0,5(U_{\text{КВ-Н}} \% + U_{\text{КВ-С}} \% - U_{\text{КС-Н}} \%). \quad (10)$$

$$x_{ТС} \% = 0,5(U_{\text{КВ-С}} \% + U_{\text{КС-Н}} \% - U_{\text{КВ-Н}} \%). \quad (11)$$

$$x_{ТН} \% = 0,5(U_{\text{КВ-Н}} \% + U_{\text{КС-Н}} \% - U_{\text{КВ-С}} \%). \quad (12)$$

По условиям (10) – (12) в процентном соотношении:

$$x_{TB} \% = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

$$x_{TC} \% = 0,5 \cdot (6,5 + 10,5 - 17,5) = -0,25\% \approx 0.$$

$$x_{TH} \% = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75\%.$$

При приведении полученных результатов к о.е.:

$$x_{BH} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,219 \text{ о.е.}$$

$$x_{CH} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 0 \text{ о.е.}$$

$$x_{HH} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,719 \text{ о.е.}$$

«Результирующее сопротивление до точки К2» [12] (рисунок 7):

$$x_1 = x_c + x_{BH}, \quad (13)$$

Значит:

$$x_1 = 0,476 + 4,219 = 4,695 \text{ о.е.}$$

Упрощенная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К2 представлена на рисунке 9.

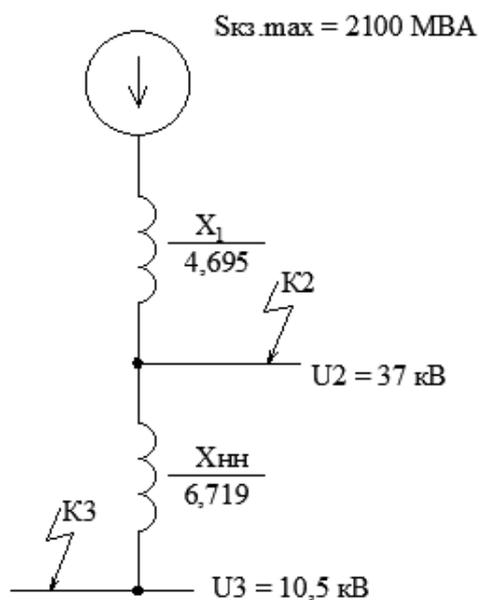


Рисунок 9 – Упрощенная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке K2

«Результирующее сопротивление до точки K3» [12] (рисунок 9):

$$x_2 = x_1 + x_{HH}, \quad (14)$$

Значит:

$$x_2 = 4,695 + 6,719 = 11,414 \text{ o.e.}$$

Упрощенная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке K3 представлена на рисунке 10.

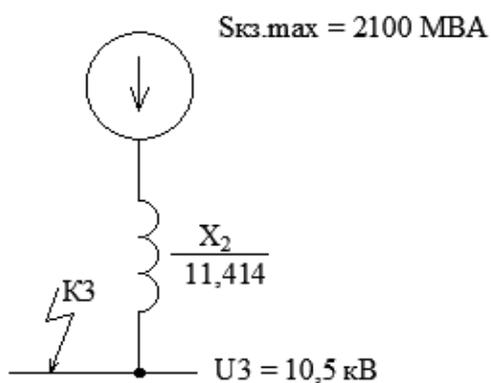


Рисунок 10 – Упрощенная схема замещения для расчёта ТКЗ в точке K3

«Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ для момента времени  $t = 0$ » [12]:

$$I_{no} = \frac{E_*'' \cdot I_{\delta}}{X_{рез*}}, \quad (15)$$

где  $E_*''$  – ЭДС системы [12].

Для классов напряжения подстанции:

$$I_{no110} = \frac{1,0 \cdot 5,026}{0,476} = 10,6 \text{ кА.}$$

$$I_{no35} = \frac{1,0 \cdot 15,623}{4,695} = 3,3 \text{ кА.}$$

$$I_{no10} = \frac{1,0 \cdot 55,051}{11,414} = 4,8 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ необходимо вычислить активные сопротивления в точках КЗ в распределительных устройствах проектируемой подстанции.

Сопротивления каждой из обмоток силового трансформатора равны [12]:

$$r_{BH} = r_{CH} = r_{HH} = \Delta P_K \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H^2} \cdot 10^{-3}, \quad (16)$$

где  $\Delta P_K$  – потери короткого замыкания, кВт,

$S_{\delta}$  – базисная мощность, МВА;

$S_H$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Значит:

$$r_{BH} = r_{CH} = r_{HH} = 90 \cdot \frac{1000}{16^2} \cdot 10^{-3} = 0,352.$$

Таким образом, суммарное активное сопротивление для расчета тока КЗ на СШ 35 кВ подстанции:

$$r_{K2} = r_{BH} + r_{CH}. \quad (17)$$

Значит:

$$r_{K2} = 0,352 + 0,352 = 0,704.$$

Суммарное активное сопротивление для расчета тока КЗ на СШ 10 кВ подстанции равно:

$$r_{K3} = r_{BH} + r_{HH}. \quad (18)$$

Значит:

$$r_{K3} = 0,352 + 0,352 = 0,704.$$

«Постоянная времени затухания аperiodической составляющая КЗ» [12]:

$$T_a = \frac{x_{pez}}{\omega \cdot r_{pez}}, \quad (19)$$

где « $X_{PEZ}$ ,  $R_{PEZ}$  – индуктивные и активные сопротивления до точек КЗ;  
 $\omega$  – угловая частота» [12].

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f, \quad (20)$$

где  $f$  – частота сети,  $f = 50$  Гц.

Значит:

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

Для классов напряжений подстанции:

$$T_{a110} = \frac{0,476}{314 \cdot 0} = \infty.$$

$$T_{a35} = \frac{4,695}{314 \cdot 0,704} = 0,021.$$

$$T_{a10} = \frac{11,414}{314 \cdot 0,704} = 0,052.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле [12]:

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}. \quad (21)$$

Значит:

$$K_{y.110} = 1 + e^{\frac{0,01}{\infty}} = 1,0.$$

$$K_{y35} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,021}} = 1,621.$$

$$K_{y10} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,052}} = 1,825.$$

Ударный ток КЗ [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{но}, \text{ кА}, \quad (22)$$

где « $K_y$  – ударный коэффициент» [12].

Значит:

$$i_{уд110} = \sqrt{2} \cdot 10,6 \cdot 1,0 = 15,0 \text{ кА},$$

$$i_{уд35} = \sqrt{2} \cdot 3,3 \cdot 1,621 = 7,6 \text{ кА},$$

$$i_{уд10} = \sqrt{2} \cdot 4,8 \cdot 1,825 = 12,4 \text{ кА}.$$

Рассчитанные значения токов короткого замыкания в расчетных точках сети представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Рассчитанные значения токов короткого замыкания в расчетных точках сети

Точка сети	Ток КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
К1	10,6	15,0
К2	3,3	7,6
К3	4,8	12,4

Результаты используются в работе далее.

Выводы по разделу.

Установлено, что основные задачи расчёта электрических нагрузок в работе, следующие:

- выбор трансформаторов на новых цеховых ТП-10/0,4 кВ для питания новой перспективной нагрузки, а также выбор и проверка электрических аппаратов и проводников для перспективной нагрузки (для данной цели было необходимо рассчитать нагрузку в сети 10 кВ);
- выбор новых типов РУ питающей РТП-110/35/10 кВ и электрических аппаратов, которые планируется в них установить (для решения данной задачи необходимо знать нагрузки во всех РУ и на всей РТП-110/35/10 кВ).

Также по результатам расчёта нагрузок будут проверены многочисленные решения, которые не подлежат модернизации и реконструкции в работе (например, проверка мощности существующих трансформаторов цеховых ТП-10/0,4 кВ и трансформаторов питающей РТП-110/35/10 кВ, а также проводников для питания существующих потребителей).

Кроме того, проведен расчет токов короткого замыкания на сборных шинах РУ высокого, среднего и низкого напряжения главной понизительной подстанции объекта исследования (РТП-110/35/10 кВ).

Таким образом, в работе определены наиболее тяжёлые технические условия для всей системы электроснабжения объекта проектирования.

Проверка на соответствие данным условиям проводников и аппаратов проводится в работе далее.

### 3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанциях

#### 3.1 Проверка трансформаторов главной понизительной подстанции

При проведении анализа исходной схемы электроснабжения предприятия было установлено, что на питающей РТП-110/35/10 кВ (являющуюся ГПП для объекта), были установлены два силовые трансформатора марки ТДТН-16000/110 (трансформаторы трёхфазные трёхобмоточные, номинальная мощность – 16000 кВА, классы напряжения – 110 кВ (ВН), 35 кВ (СН) и 10 кВ (НН)).

«Расчётная мощность силового трансформатора» [6]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{м.знп}}{N \cdot K_3}, \quad (23)$$

где « $S_{м.знп}$  – максимальное значение полной расчетной нагрузки трансформаторной подстанции ПС-110/35/10 кВ» [6].

«Значит» [6]:

$$16000 \text{ кВА} \geq \frac{13404,3}{2 \cdot 0,7} = 9574,5 \text{ кВА}.$$

«Проверка на соответствие номинальной мощности трансформатора выполняется» [6]:

$$S_{ном.т} \geq S_{м.знп}, \text{ МВА.} \quad (24)$$
$$S_{ном.т} = 16000 \text{ кВА} \geq S_{ном.т.р} = 13404,3 \text{ кВА}.$$

«Проверка трансформатора на перегрузочную способность выполняется» [6]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot S_{м.зпп}}{S_{ном.т}} \leq 0,7. \quad (25)$$

$$K_{з.п} = \frac{S_{м.зпп}}{S_{ном.т}} \leq 1,4. \quad (26)$$

«Проверка в нормальном режиме выполняется» [6]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 13404,3}{16000} = 0,42 \leq 0,7.$$

«Проверка в послеаварийном режиме выполняется» [6]:

$$K_{з.п} = \frac{13404,3}{16000} = 0,84 \leq 1,4.$$

«Таким образом, основываясь на результатах расчёта установлено, что силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110, установленные на питающей РТП-110/35/10 кВ, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы (с учётом новой перспективной нагрузки)» [6].

### **3.2 Выбор и проверка трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций**

Ранее в работе было установлено, что в системе электроснабжения ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва», необходимо подключить два объекта третьей категории надёжности, для чего установить новые понизительные цеховые ТП-10/0,4 кВ, запитав от них данные объекты. Показано, что к таким объектам относятся комплекс по ремонту газораспределительного оборудования и восстановительный комплекс. Так как данные объекты относятся к 3 категории надёжности, на

цеховых ТП-10/0,4 кВ устанавливается по одному силовому трансформатору, которые выбираются в работе далее. Кроме того, установлено, что для питания существующей нагрузки 0,38/0,22 кВ ремонтно-восстановительной базы применяются следующие цеховые ТП-10/0,4 кВ:

- одна ТП (№1) – с двумя трансформаторами ТМ-2500/10;
- две ТП (№2 и №3) – с одним трансформатором ТМ-1600/10.

В работе необходимо провести проверку мощности данных подстанций.

«Мощность трансформаторов для установки на ЦТП-10/0,4 кВ» [8]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{\sum P_{\text{р.}}}{N\beta_{\text{т}}}, \quad (27)$$

где « $\sum P_{\text{р.}}$  – суммарная активная нагрузка объектов, кВт;

$N$  – количество трансформаторов цеховой ТП, шт.;

$\beta_{\text{т}}$  – нормируемое значение коэффициента активной загрузки трансформаторов подстанции» [8].

«На примере новой цеховой ТП-4» [8]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{440}{2 \cdot 0,85} = 258,8 \text{ кВА.}$$

«На ТП устанавливаются два силовых трансформатора ТМ-400/10» [8].

«Проверка по условиям нормальной нагрузки выполняется» [6]:

$$K_{\text{з.н}} = \frac{0,5 \cdot 468,1}{400} = 0,59 \leq 0,85.$$

«Проверка по условиям аварийной перегрузки также выполняется» [6]:

$$K_{з.п} = \frac{468,1}{400} = 1,17 \leq 1,7.$$

Результаты выбора остальных ТП-10/0,4 кВ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – «Результаты выбора трансформаторов ТП-10/0,4 кВ» [6]

Наименование подразделения (укрупнённого модуля)	Категория надёжности	Номер ЦТП	Количество и марка трансформаторов	$P_{p\Sigma}$ , кВА
Существующая (исходная) нагрузка – проверка ТП				
Главный производственный ремонтно-восстановительный комплекс	II	ТП № 1	2×ТМ-2500/10	2720
Комплекс по ремонту электрооборудования	III	ТП № 2	1×ТМ-1600/10	640
Испытательный комплекс	III	ТП № 3	1×ТМ-1600/10	960
Перспективная нагрузка – выбор новых ТП				
Комплекс по ремонту газораспределительного оборудования	III	ТП № 4	1×ТМ-400/10	440
Восстановительный комплекс	III	ТП №5	1×ТМ-400/10	560

Все цеховые ТП-10/0,4 кВ выполнены в виде комплектных подстанций, которые удобнее, компактнее и надёжнее закрытых и открытых типов подстанций [10].

Выводы по разделу.

Выбраны и проверены число, мощности и типонаминалы силовых трансформаторов системы электроснабжения ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва». Силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110 ГПП предприятия, смогут выдержать нормальную нагрузку и аварийную перегрузку на объекте исследования.

Для питания перспективной нагрузки выбраны две однострансформаторные подстанции 10/0,4 кВ с силовыми трансформаторами марки ТМ-400/10. Для питания существующей нагрузки подтверждены трансформаторы на цеховых ТП-10/0,4 кВ:

- ТП-10/0,4 кВ (№1) – два трансформатора марки ТМ-2500/10;
- ТП-10/0,4 кВ (№2 и №3) – один трансформатор марки ТМ-1600/10.

## 4 Выбор и расчёт электрических проводников и электрических аппаратов

### 4.1 Расчёт максимальных рабочих токов

В данном разделе определяются максимальные токи на вводах силового трансформатора на всех секциях шин и отходящих линиях к потребителям подстанции.

Данные расчёты максимальных рабочих токов нужны для того, чтобы правильно выбрать и проверить сечения проводников в максимальном режиме работы, а также работоспособность электрических аппаратов в системе электроснабжения ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва».

Значение максимального тока на вводах определяется пор номинальным параметрам силового трансформатора, токи на линиях (линейных присоединениях) – по фактическим данным нагрузки присоединений, рассчитанным в работе ранее.

Максимальный ток на вводах силового трансформатора [18]:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (28)$$

где  $S_{н.тр.}$  – номинальная мощность трансформатора подстанции, кВА;

$U_n$  – номинальное напряжение на соответствующей обмотке силового трансформатора, кВ;

Для вводов 110 кВ:

$$I_{\max.110} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 110} = 112,6 \text{ A.}$$

Для вводов 35 кВ:

$$I_{\max.35} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,9 \text{ A.}$$

Для вводов 10 кВ:

$$I_{\max.10} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1177,1 \text{ A.}$$

Результаты расчётов максимальных рабочих токов вводных присоединений сведены в таблицу 4.

Токи на отходящих линиях к потребителям подстанции определяются по выражению [18]:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (29)$$

где  $S_{\max}$  – максимальная мощность соответствующего потребителя, кВА.

На примере линейного присоединения 10 кВ «Комплекс по ремонту газораспределительного оборудования» СЭС РВБ:

$$I_{\max} = \frac{468,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 27,1 \text{ A.}$$

Аналогично определены значения максимальных рабочих токов на остальных присоединениях.

Полученные результаты представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта максимальных рабочих токов

Наименование потребителя	$I_{max}, A$
Вводные присоединения	
Ввод 110 кВ	112,6
Ввод 35 кВ	369,9
Ввод 10 кВ	1177,1
Линейные присоединения	
Нагрузка 35 кВ (промышленная и бытовая нагрузка)	
Промышленная и бытовая нагрузка	63,2
Промышленная и бытовая нагрузка	29,5
Промышленная и бытовая нагрузка	21,1
Промышленная и бытовая нагрузка	14,0
Нагрузка 10 кВ (РВБ ООО «Газпром трансгаз Москва»)	
Существующая нагрузка	
Главный производственный ремонтно-восстановительный комплекс	167,3
Комплекс по ремонту электрооборудования	39,4
Испытательный комплекс	59,0
Перспективная нагрузка	
Комплекс по ремонту газораспределительного оборудования	27,1
Восстановительный комплекс	34,4

Полученные результаты используются далее при выборе основного оборудования.

#### 4.2 Выбор и проверка проводников

Исходя из принятых задач на выполнение работы, проводится проверка проводников в системе электроснабжения РВБ ООО «Газпром трансгаз Москва». С учётом внешней схемы электроснабжения объекта исследования, с учётом питающей РТП-110/35/10 кВ, необходимо проверить проводники вводных линий:

- «110 кВ;
- 35 кВ;
- 10 кВ.

Также подлежат проверке проводники отходящих линий 35 кВ и 10 кВ» [11].

«На подстанции питающая линия 110 кВ выполнена в виде воздушной линии» [11] электропередачи.

Отходящие линии 35 кВ и 10 кВ выполнены в виде кабельных линий.

«По экономической плотности тока» [11]:

$$F_3 = \frac{I_{p.}}{j_3}, \quad (30)$$

где « $j_3$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>» [11].

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

$$I_{доп} \geq I_{p.}, \quad (31)$$

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

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

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (32)$$

где « $I_{p.max}$  – максимальный ток, А» [11].

«Проверка по климатическим условиям (минимальное допустимое сечение проводника)» [13]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (33)$$

«Проводится практический выбор сечения провода питающей воздушной линии 110 кВ» [11] :

$$F_3 = \frac{112,6}{1,1} = 102,4 \text{ мм}^2.$$

«Таким образом, для ВЛ-110 кВ РТП-110/35/10 кВ предварительно подтверждён провод марки АС-120» [13].

Условия проверки сечения провода новой ВЛ-110 кВ по условиям (28) – (30) соблюдены:

$$390 A \geq 80,4 A.$$

$$390 A \geq 112,6 A.$$

$$120 \text{ мм}^2 = 120 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводников остальных линий выбраны аналогично и представлены в таблице 7.

Отходящие линии 35 кВ и 10 кВ выполнены в виде кабельных линий электропередачи.

Таблица 7 – Результаты выбора сечения проводов

Линия	$I_{p,max}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	Марка проводника	$I_{доп}$ , А
Питающая ВЛ-110 кВ				
ВЛ-110 кВ-Т1	112,6	120	АС-120/19	390
ВЛ-110 кВ-Т2	112,6	120	АС-120/19	390
Линейные присоединения 35 кВ (промышленная и бытовая нагрузка)				
Промышленная и бытовая нагрузка	63,2	120	ААГ-35 (3×120)	225
Промышленная и бытовая нагрузка	29,5	120	ААГ-35 (3×120)	225
Промышленная и бытовая нагрузка	21,1	120	ААГ-35 (3×120)	225
Промышленная и бытовая нагрузка	14,0	120	ААГ-35 (3×120)	225
Линейные присоединения 10 кВ (РВБ ООО «Газпром трансгаз Москва»)				
Главный производственный ремонтно-восстановительный комплекс	167,3	120	ААБв -10 (3×120)	218
Комплекс по ремонту электрооборудования	39,4	50	ААБв -10 (3×50)	134
Испытательный комплекс	59,0	50	ААБв -10 (3×50)	134
Комплекс по ремонту газораспределительного оборудования	27,1	50	ААБв -10 (3×50)	134
Восстановительный комплекс	34,4	50	ААБв -10 (3×50)	134

Полученные результаты проверки проводников соответствуют установленным ранее проводникам на объекте.

Они показаны в графической части работы.

### 4.3 Выбор решений по модернизации распределительных устройств

Далее в работе необходимо провести выбор новых современных распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ для установки на питающей РТП-110/35/10 кВ системы внешнего электроснабжения РВБ ООО «Газпром трансгаз Москва».

Для применения на стороне 110 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ, выбирается современное комплектное распредустройство с элегазовой изоляцией (кратко КРУЭ 110). Это – современное высоковольтное электрооборудование, предназначенное для распределения и управления электроэнергией напряжением 110 кВ в электрических сетях.

На стороне 110 кВ реконструируемой РТП-110/35/10 кВ устанавливается КРУЭ LSIS 110 кВ, производства компании LSIS [20] с номинальным напряжением 110 кВ.

Данный тип КРУЭ комплектуется ячейками GIS 145kV, внешний вид которых представлен на рисунке 11 [20].



Рисунок 11 – Ячейка GIS 145kV, входящая в состав КРУЭ LSIS 110 кВ, производства компании LSIS

Анализ параметров и конструктивных особенностей КРУЭ LSIS 110 кВ разделен на несколько аспектов, которые приведены ниже.

Номинальные параметры КРУЭ LSIS 110 кВ [20]:

- номинальное напряжение: 110 кВ;
- номинальная частота: 50 Гц;
- номинальный ток: различный, в зависимости от конфигурации;
- номинальная мощность: различная, в зависимости от конфигурации.

Конструктивные особенности КРУЭ LSIS 110 кВ [20]:

- корпус: изготавливается из металла, обеспечивающего надежную защиту от внешних воздействий;
- изоляция: выполнена с использованием элегазовых материалов, обеспечивающих высокую степень изоляции при небольшой толщине слоя;
- переключающие устройства: установлены внутри корпуса и предназначены для открытия и закрытия цепей электропитания;
- трансформаторы: также установлены внутри корпуса и предназначены для трансформации напряжения;
- предохранительные устройства: установлены внутри корпуса и предназначены для защиты от перегрузок и коротких замыканий;
- кабельные вводы: установлены в корпусе и предназначены для подключения кабелей электропитания.

Особенности эксплуатации КРУЭ LSIS 110 кВ [20]:

- обеспечивает высокую надежность и безопасность работы электрооборудования в сети напряжением 110 кВ;
- имеет высокую степень изоляции, что обеспечивает защиту от электрических поражений и повышает эффективность работы оборудования;
- имеет высокую степень автоматизации и удаленного управления, что облегчает процесс контроля и управления электропитанием.

В целом, КРУЭ LSIS 110 кВ является высокотехнологичным и сложным в проектировании и изготовлении электрооборудованием, обеспечивающим надежную и безопасную работу электрических сетей напряжением 110 кВ. Важными параметрами, которые должны учитываться при проектировании КРУЭ LSIS 110 кВ, являются номинальные параметры, конструктивные особенности, параметры безопасности и стандарты соответствия.

Номинальные параметры КРУЭ LSIS 110 кВ должны соответствовать требованиям стандартов и нормативных документов, установленных для данного типа электрооборудования.

Конструктивные особенности КРУЭ LSIS 110 кВ, такие как корпус, изоляция, переключающие устройства, трансформаторы, предохранительные устройства и кабельные вводы, должны обеспечивать надежность и безопасность работы оборудования.

Параметры безопасности КРУЭ LSIS 110 кВ включают в себя требования к защите от электрических поражений, предотвращению возможных аварийных ситуаций и обеспечению доступности для обслуживания и ремонта. Для обеспечения соответствия стандартам и требованиям безопасности, КРУЭ LSIS 110 кВ произведены и протестированы с учетом международных и национальных стандартов и рекомендаций.

В целом, продуктивность и надежность работы КРУЭ LSIS 110 кВ является основным критерием для выбора данного типа РУ с целью модернизации РТП-110/35/10 кВ объекта исследования.

Таким образом, на стороне 110 кВ РТП-110/35/10 кВ окончательно принимается к установке КРУЭ LSIS 110 кВ, производства компании LSIS с ячейками GIS 145kV [20].

Для применения на стороне 35 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ, применяется модульное распределительное устройство (МРУ). Данный выбор является современным и гибким решением для электроснабжения объектов различного назначения. Оно представляет собой комплектное оборудование, состоящее из

отдельных модулей, которые могут быть различных размеров и функционального назначения.

При реконструкции подстанции предусматривается строительство модульного КРУ–35 кВ. Применяются комплектные распределительные устройства 35 кВ КРУ–СЭЩ–65, производства компании ОАО «Электрощит» [5].

Схема модульного распределительного устройства с комплектными распределительными устройствами 35 кВ КРУ–СЭЩ–65, производства компании ОАО «Электрощит» приведена на рисунке 12 [5].

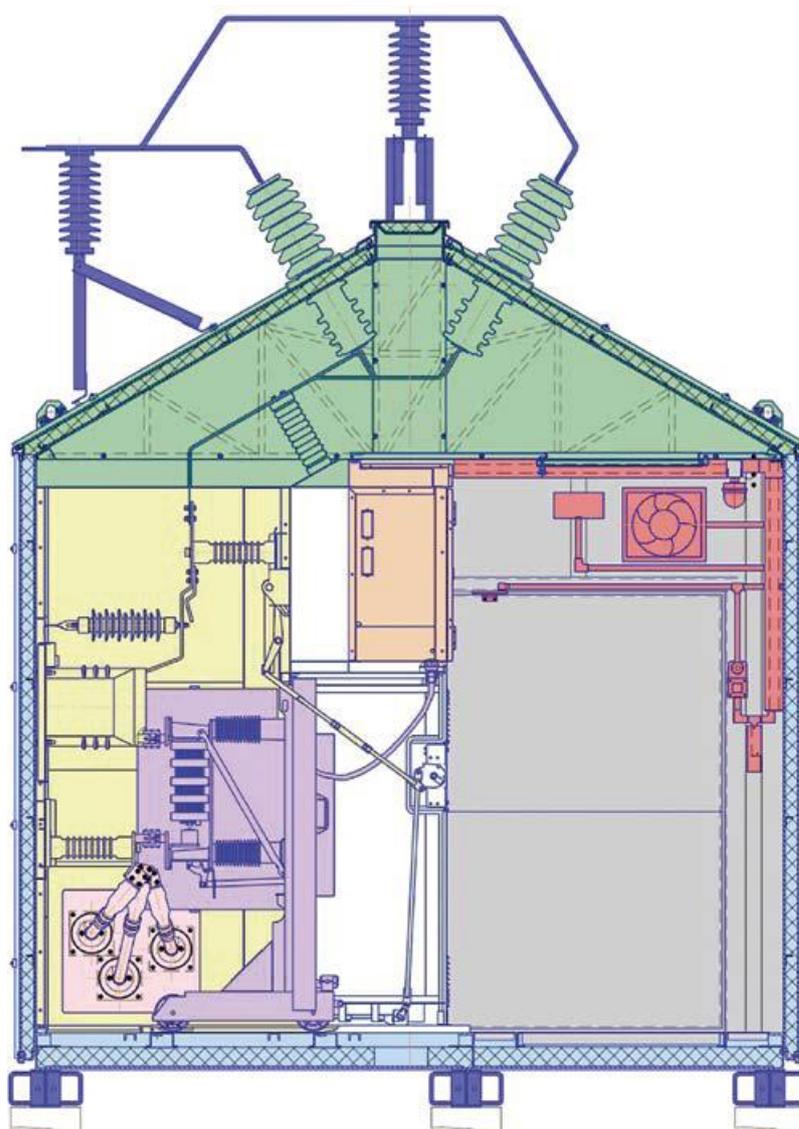


Рисунок 12 – Схема модульного распределительного устройства с комплектными распределительными устройствами 35 кВ КРУ–СЭЩ–65, производства компании ОАО «Электрощит»

Одной из особенностей МРУ является его гибкость и адаптивность к изменяющимся потребностям заказчика. Каждый модуль может быть легко заменен или добавлен, что позволяет быстро и удобно изменять конфигурацию оборудования в зависимости от потребностей объекта.

Параметры МРУ также зависят от требований заказчика и особенностей эксплуатации. Наиболее важными параметрами являются мощность и номинальное напряжение, которые определяются в зависимости от потребностей объекта. Также учитываются требования к защите от короткого замыкания, перегрузок и других аварийных ситуаций.

Конструктивные особенности МРУ могут включать различные защитные устройства и механизмы, такие как автоматические выключатели, предохранители, датчики тока и напряжения, системы аварийного отключения. Кроме того, в модулях может быть установлено дополнительное оборудование, такое как трансформаторы, стабилизаторы напряжения, а также резервные источники питания.

Еще одной важной особенностью МРУ является его мобильность и переносимость. Модули можно легко транспортировать и устанавливать на различных объектах, что позволяет использовать МРУ для временного электроснабжения строительных площадок, сельскохозяйственных угодий, мероприятий на открытом воздухе. В целом, МРУ является удобным и гибким решением для электроснабжения объектов различного назначения. Его параметры и конструктивные особенности зависят от потребностей заказчика и условий эксплуатации, а также требований к безопасности и надежности работы оборудования. Таким образом, на стороне 35 кВ РТП-110/35/10 кВ окончательно предусматривается внедрение модульного КРУ-35 кВ с ячейками марки КРУ-СЭЩ-65, производства компании ОАО «Электрощит».

Для применения на стороне 10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ принимается комплектное закрытое распределительное устройство (КЗР), которое является ключевым элементом в электроснабжении промышленных предприятий, коммерческих и жилых зданий. Оно представляет собой

компактную и автономную единицу, включающую в себя различные высоковольтные и низковольтные коммутационные устройства, измерительные приборы, защитные устройства.

При проектировании и изготовлении КЗР необходимо учитывать множество факторов, таких как требования заказчика, конфигурация электросети, условия эксплуатации. Одним из важных параметров является номинальное напряжение, которое может быть различным в зависимости от требований заказчика и условий эксплуатации.

Конструктивные особенности КЗР могут включать в себя различные элементы, такие как металлический корпус, двери, окна для наблюдения, перегородки для разделения отсеков, монтажные панели. Важным параметром является также степень защиты оборудования от пыли, влаги и других внешних воздействий. Для этого используются специальные герметичные соединения и уплотнители [5].

Одной из важных конструктивных особенностей КЗР является его закрытая конструкция, которая позволяет избежать непосредственного контакта персонала с электрическим оборудованием и обеспечивает безопасность при работе с ним. Кроме того, закрытая конструкция помогает снизить шумовые и электромагнитные излучения от оборудования.

При проектировании КЗР также учитываются требования к энергоэффективности и экологичности оборудования. Для этого могут использоваться специальные решения, такие как системы автоматического управления и мониторинга, энергосберегающие технологии, использование экологически чистых материалов.

Кроме того, при проектировании КЗР необходимо учитывать требования к безопасности и надежности работы оборудования. Для этого используются различные защитные устройства и механизмы, такие как автоматические выключатели, предохранители, датчики тока и напряжения, системы аварийного отключения. Кроме того, при проектировании КЗР учитываются требования к огнестойкости и пожарной безопасности [5].

Еще одним важным параметром является емкость и габариты КЗР, которые определяются в зависимости от потребностей заказчика и условий эксплуатации. При этом учитываются такие факторы, как наличие свободного пространства для монтажа и обслуживания оборудования, а также возможность дополнительной модернизации и расширения КЗР в будущем.

Одной из особенностей КЗР является его мобильность и переносимость, что позволяет устанавливать его на различных объектах и перемещать в случае необходимости.

Для этого используются специальные колесные основания и транспортировочные устройства.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняется комплектным (КРУ) с ячейками типа КРУ-СВЭЛ-10 [4].

Внешний вид ячейки типа КРУ-СВЭЛ-10 представлен на рисунке 13.

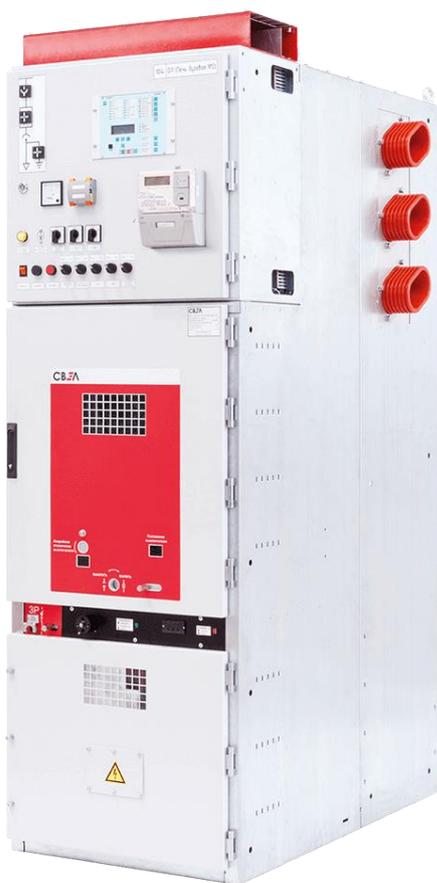


Рисунок 13 – Внешний вид ячейки типа КРУ-СВЭЛ-10

Преимущества ячеек типа КРУ-СВЭЛ-10 [4]:

- «возможность дистанционного управления вакуумным выключателем, выкатным элементом и заземляющим разъединителем;
- видеофиксация положения выкатного элемента и заземляющего разъединителя;
- дистанционный контроль температуры контактных соединений выключателя и кабельных присоединений;
- все основные узлы (выключатель, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы) российского производства, изготавливаются на одном предприятии, что гарантирует их надёжную совместную работу» [4].

Таким образом, выбор комплектного распределительного устройства закрытого типа с ячейками КРУ-СВЭЛ-10, обоснован. В результате модернизации РУ питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново», выбраны следующие типы современных распределительных устройств и ячеек:

- на стороне 110 кВ РТП-110/35/10 кВ принято к установке КРУЭ LSIS 110 кВ, производства компании LSIS с ячейками GIS 145kV;
- на стороне 35 кВ РТП-110/35/10 кВ предусматривается внедрение модульного КРУ–35 кВ с ячейками марки КРУ–СЭЩ–65, производства компании ОАО «Электрощит»;
- на стороне 10 кВ выбрано для внедрения комплектное распределительное устройство закрытого типа с ячейками КРУ-СВЭЛ-10.

#### **4.4 Выбор и проверка электрических аппаратов**

Необходимо провести выбор и проверку электрических аппаратов напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ для установки на питающей РТП-110/35/10 кВ в системе электроснабжения РВБ ООО «Газпром трансгаз Москва». Ранее

на РТП-110/35/10 кВ выбраны следующие типы современных РУ: РУ 110 кВ – КРУЭ, РУ 35 кВ – модульное, РУ 10 кВ – комплектное закрытое (вакуум). С учётом этого, для всех них необходимо будет выбрать оборудование, которое устанавливается в данных РУ. При выборе необходимо учитывать, что каждое конкретное РУ может комплектоваться определенным оборудованием. Методика выбора аппаратов взята из [14]. Результаты выбора выключателей высокого напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ питающей РТП-110/35/10 кВ, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ питающей РТП-110/35/10 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели модуля КРУЭ LSIS 110 кВ (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 112,6 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 10,6 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 15,0 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 10,6^2 \cdot 3 = 337,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 35 кВ: ВВУ–СЭЩ–П-35 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 369,9 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 3,3 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,6 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,3^2 \cdot 3 = 32,67 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 6 кВ: ВВУ–СЭЩ–10–20/1600 У3 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1177,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 4,8 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,4 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 4,8^2 \cdot 3 = 69,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора новых разъединителей высокого напряжения 110 кВ (на примере вводных присоединений) представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора разъединителей 110 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в КРУЭ- 110 кВ РТП-110/35/10 кВ «Леоново»

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, разъединители модуля КРУЭ LSIS 110 кВ	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1177,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,4 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 4,8^2 \cdot 3 = 69,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

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» [14].

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

Результаты выбора трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ 110 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново», представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора трансформаторов напряжения

Тип ТН	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$ , ВА
ТН модуля КРУЭ LSIS 110 кВ	2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
НАЛИ-СЭЩ-35	2	1,0	$\frac{35}{35}$	$\frac{1000,0}{\leq 1000,0}$
НАЛИ-СЭЩ-10	2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{600,0}{\leq 600,0}$

Результаты выбора трансформаторов тока для установки в КРУЭ 110 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново», представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты выбора трансформаторов тока для установки в КРУЭ 110 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново»

Тип ТТ	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$ , ВА
ТТ модуля КРУЭ LSIS 110 кВ	2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
ТОЛ-СЭЩ-35	2	1,0	$\frac{35}{35}$	$\frac{120,0}{\leq 120,0}$
ТОЛ-СЭЩ-10	2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

Известно, что ограничители перенапряжения устанавливаются на вводах воздушных линий электропередачи (в нашем случае – ввод 110 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ), а также в ячейках 35 кВ и 10 кВ совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями (с целью гашения перенапряжения, возникшего в результате появления «вакуумной дуги»).

В последнее время практически все ОПН производят с нелинейной характеристикой, что значительно лучше предыдущих разработок.

В таких ОПН выходной параметр (напряжение на выходе из установки) не зависит от входного параметра (перенапряжение на входе установки).

Следовательно, данные типы ОПН более перспективные и надёжные, поэтому их выбор обоснован.

Таким образом, выбор современных ограничителей перенапряжений для защиты оборудования питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново», обоснован (таблица 12).

Таблица 12 – Результаты выбора ограничителей перенапряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново»

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2 КРУЭ 110 кВ: нелинейные ОПН-РК-110/88	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1177,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 450 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,4 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 4,8^2 \cdot 3 =$ $= 69,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40,5^2 \cdot 3 =$ $= 4920,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2 КРУ 35 кВ: ОПНп-35/40,5/10/600	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 369,9 \text{ А.}$	$I_{ном} = 600 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,6 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,3^2 \cdot 3 =$ $= 32,67 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2 КРУ 10кВ: ОПН-п 6/7.2/10/400	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1177,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 400 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 12,4 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 4,8^2 \cdot 3 =$ $= 69,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Всё выбранное оборудование напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подходит для установки на модернизируемой РТП-110/35/10 кВ «Леоново», которая является главной понизительной подстанцией для объекта исследования.

Выводы по разделу.

Для питания новых потребителей ремонтно-восстановительной базы выбраны и проверены кабельные линии с применением одного силового кабеля марки ААБв -10 (3×50), прокладка – в земляной траншее.

Проведена проверка сечения проводников питающей сети объекта исследования, в результате чего установлено соответствие марок и сечений следующих проводников, отходящих от питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново»:

- для питания подстанции на стороне 110 кВ подтверждено сечение воздушной линии с применением проводов марки АС-120/19;
- для питания промышленной и бытовой нагрузки на стороне 35 кВ подтверждены марки кабельных линий ААГ-35 (3×120);
- для питания существующих потребителей объекта исследования (ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва») подтверждены марки кабельных линий ААБв -10 (3×50).

В результате модернизации РУ питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново», выбраны следующие типы современных распределительных устройств и ячеек:

- на стороне 110 кВ РТП-110/35/10 кВ принято к установке КРУЭ LSIS 110 кВ, производства компании LSIS с ячейками GIS 145kV;
- на стороне 35 кВ РТП-110/35/10 кВ предусматривается внедрение модульного КРУ–35 кВ с ячейками марки КРУ–СЭЩ–65, производства компании ОАО «Электрощит»;
- на стороне 10 кВ выбрано для внедрения комплектное распределительное устройство закрытого типа с ячейками КРУ-СВЭЛ-10.

Выбрано и проверено основное оборудование для комплектования данных ячеек РУ.

Установлено, что всё выбранное оборудование напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подходит для установки на модернизируемой РТП-110/35/10 кВ «Леоново», которая является главной понизительной подстанцией для объекта исследования.

## **5 Расчёт релейной защиты, молниезащиты и заземления**

### **5.1 Выбор устройств и расчёт уставок релейной защиты силового трансформатора ГПП**

Далее в работе проводится выбор устройств релейной защиты и автоматики для применения в СЭС ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва».

Установлено, что данное мероприятия также входит в модернизацию системы электроснабжения питающей сети объекта исследования.

Далее необходимо провести выбор параметров и расчёт настроек терминалов защиты и автоматики силового трёхобмоточного трансформатора, выбранного для установки на питающей РТП-110/35/10 кВ.

На понижающем трансформаторе 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)» [1];
- защита от однофазных КЗ на землю (далее – ЗОЗ).

Для реализации всех заданных функций, для защиты силового трансформатора питающей РТП-110/35/10 кВ выбран терминал защиты серии БЭ2704 [16].

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 [16].

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

Далее проводятся расчёт уставок защит трансформатора с применением выбранного терминала защиты серии БЭ2704.

«В качестве основной защиты трансформаторов питающей РТП-110/35/10 кВ от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью» [1].

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

$$I_{нб.} = I_{нб.}^I + I_{нб.}^{II} = (\kappa_a \cdot \kappa_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.}) \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (34)$$

где  $\varepsilon$  - относительная токовая погрешность измерительных

трансформаторов тока, принимается равной 0,1;

$\Delta U_{рег.}$  - половина суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН.

По условию (34) с учётом максимального значения тока КЗ на шинах источника питания энергосистемы на напряжении 110 кВ:

$$I_{нб.} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 10600 = 1590 \text{ A.}$$

«Ток срабатывания ДЗТ силового трансформатора определяется путём отстройки от тока небаланса» [1]:

$$I_{c.з} \geq K_{отс.} \cdot I_{нб.}, A, \quad (35)$$

где  $K_{отс.}$  – «коэффициент отстройки для ДЗ трёхобмоточного трансформатора» [1].

$$I_{c.з} \geq 1,3 \cdot 1590 = 2067 A.$$

«Коэффициент чувствительности ДЗ» [1]:

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{c.з}} \geq 1,5. \quad (36)$$

«Коэффициент чувствительности продольной ДЗТ на сторонах ВН, СН и НН питающей РТП-110/35/10 кВ удовлетворяет требованиям» [1]:

$$K_{ч.ВН} = \frac{1}{1} \cdot \frac{10600}{2067} \approx 5,12 > 1,5.$$

$$K_{ч.СН} = \frac{1}{1} \cdot \frac{3300}{2067} \approx 1,6 \geq 1,5.$$

$$K_{ч.НН} = \frac{1}{1} \cdot \frac{4800}{2067} \approx 2,32 > 1,5.$$

«Проводится выбор уставки защиты от перегрузки трансформаторов питающей РТП-110/35/10 кВ» [1]:

$$I_{c.з} \geq K_{н} \cdot I_{раб.макс.ВН}, \quad (37)$$

где  $K_{н}$  – коэффициент надёжности [1].

«Ток срабатывания защиты от перегрузки трансформаторов питающей РТП-110/35/10 кВ» [1]:

$$I_{c.3} \geq 1,05 \cdot 112,6 \approx 118,2 \text{ A.}$$

Условие выбора уставки МТЗ трансформатора» [1]:

$$I_{c.3} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (38)$$

где  $K_{отс}$  - «коэффициент отстройки» [1];

$K_{сзн}$  - «коэффициент самозапуска» [1].

«Коэффициент чувствительности МТЗ (неосновная защита трансформатора)» [1]:

$$K_{\psi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{c.3}} \geq 1,2, \quad (39)$$

где  $I_{к.мин}^{(к)}$  - «минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии» [1];

$K_{сх}^{(3)}$  - «коэффициент схемы соединения ТТ и реле» [1];

$K_{сх}^{(к)}$  - «коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ» [1].

«Для комплекта МТЗ на стороне ВН (110 кВ)» [1]:

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 112,6 \approx 198,2 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора на стороне ВН удовлетворяет требованиям» [1]:

$$K_{\psi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{10600}{198,2} \approx 53,5 > 1,2.$$

Аналогично рассчитаны уставки МТЗ на сторонах СН и НН трансформатора с приведением результатов в таблице 13.

Таблица 13 – «Результаты расчёта уставок МТЗ силового трансформатора» [1]

Сторона трансформатора	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ A}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ A}$	$t_{\text{с.з}}, \text{ с}$
ВН (110 кВ)	112,6	198,2	0,5
СН (35 кВ)	369,9	651,0	1,0
НН (10 кВ)	1177,1	2071,7	1,5

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

## 5.2 Расчёт заземления

Далее в работе проводится расчёт заземления питающей РТП-110/35/10 кВ СЭС ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва».

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.

«Допустимое время воздействия на человека» [11]:

$$\tau_{\epsilon} = t_{p.з.} + t_{откл.в}, с. \quad (40)$$

где  $t_{p.з.}$  – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{откл.в}$  – время отключения выключателя, с.

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

«Определяется сопротивление растекания контура» [11]:

$$R_c = 1,5 \cdot \rho, Ом. \quad (41)$$

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

$$R_c = 1,5 \cdot 90 = 135 Ом.$$

«Коэффициент растекания» [11]:

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c}. \quad (42)$$

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

«Суммарная длина горизонтального заземлителя» [11]:

$$L_r = \frac{a}{l_{\epsilon}} \cdot b + \frac{b}{l_{\epsilon}} \cdot a, м, \quad (43)$$

где  $a$  – длина подстанции, м;

$b$  – ширина подстанции, м.

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

«Коэффициент напряжения прикосновения» [11]:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_g \cdot L_r}{l_g \cdot \sqrt{a \cdot b}} \right)^{0,45}}. \quad (44)$$

$$S = a \cdot b, \text{ м}^2. \quad (45)$$

В числовых значениях:

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

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

«Напряжение на заземлителе» [11]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{нр.дон.}}}{K_n}, \text{ кВ.} \quad (46)$$

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

«Сопротивление заземляющего устройства» [11]:

$$R_{\text{з.дон.}} = \frac{U_3}{I_3}, \text{ Ом.} \quad (47)$$

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

«Число ячеек по стороне квадрата» [11]:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (48)$$
$$m = \frac{889,6}{2 \cdot \sqrt{2224}} - 1 = 8,43.$$

«Принимается  $m=9$ .

«Длина полос» [11]:

$$L_r^0 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \text{ м.} \quad (49)$$
$$L_r^0 = 2 \cdot \sqrt{2224} \cdot (9+1) \approx 943,2 \text{ м.}$$

«Длина сторон ячеек» [11]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \text{ м.} \quad (50)$$
$$b = \frac{\sqrt{2224}}{9} = 5,2 \text{ м.}$$

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

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_g} \cdot l_g} \quad (51)$$
$$n_g = \frac{\sqrt{2224} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 37,7.$$

«Принимается  $n_g=38$ .

Общая длина вертикальных заземлителей» [11]:

$$L_6 = l_6 \cdot n_6, \text{ м.} \quad (52)$$
$$L_6 = 5 \cdot 38 = 190 \text{ м.}$$

«Относительная глубина» [11]:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}}, \text{ м.} \quad (53)$$
$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{2224}} = 0,34 \text{ м.}$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [11]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_r^9 + L_6}, \text{ Ом.} \quad (54)$$
$$R_3 = 0,34 \cdot \frac{60}{\sqrt{2224}} + \frac{60}{943,2 + 190} = 0,485 \text{ Ом.}$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя удовлетворяет минимальным условиям проверки» [11]:

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

«Напряжение прикосновения» [11]:

$$U_{np} = K_n \cdot R_3 \cdot I_3, \text{ В.} \quad (55)$$
$$U_{np} = 0,129 \cdot 0,485 \cdot 1,3 \approx 0,08 \text{ В.}$$

Все условия соблюдены.

### 5.3 Расчёт молниезащиты

Далее в работе проводится расчёт молниезащиты питающей РТП-110/35/10 кВ СЭС ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва».

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 понизительной подстанции и всей электроэнергетической системы в целом.

«Радиус действия молниеотвода» [17]:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (56)$$

где « $h=24$  м – высота молниеотвода;

$h_a$  – активная высота молниеотвода;

$h_x=12$ м - высота порталов РУ-110 кВ;

$p$  – коэффициент, равный единице при  $h < 30$ м» [17].

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

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

«Наименьшая ширина зоны защиты  $b_x$ » [17]:

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7h_a - 1}{14h_a - a}. \quad (57)$$

«Расстояние от оси установки молниеотводов до границы защищаемой зоны по длине и ширине» [17]:

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

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

«Условие для защиты объекта» [17]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p. \quad (58)$$

где « $D$  – наибольшая диагональ четырехугольника» [17].

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

Условие выполняется:

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

$$58 \text{ м} \leq 96 \text{ м.}$$

Принимается для защиты оборудования питающей РТП-110/35/10 кВ шесть молниеотводов, установка молниеотводов предусматривается по периметру подстанции.

Выводы по разделу.

Для защиты силового трансформатора питающей РТП-110/35/10 кВ выбран терминал защиты серии БЭ2704, который отличается высокой надежностью, точностью, быстродействием 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.

Рассчитаны заземление и молниезащита подстанции. Установлено, что молниезащиту объектов подстанции целесообразно выполнить с применением шести стержневых молниеотводов, обеспечивающих достаточную зону защиты оборудования на подстанции.

Определено, что в контуре заземления рекомендовано использовать 38 вертикальных заземлителей и выполнить его в виде «замкнутой сетки».

## Заключение

В работе осуществлена разработка мероприятий по реконструкции существующей системы электроснабжения ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва» с последовательной проверкой основных решений.

В качестве объекта исследования, рассмотрена одна из ремонтно-восстановительных баз ООО «Газпром трансгаз Москва», расположенная в поселении Первомайское Троицкого административного округа города Москвы. Установлено, что данный объект получает питание от районной трансформаторной питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново» на напряжении 10 кВ. Таким образом, в системе электроснабжения ремонтно-восстановительной базы, данная РТП-110/35/10 кВ «Леоново» является главной понизительной подстанцией.

В результате проведения анализа схем данной подстанции было установлено, что все они соответствуют всем требуемым критериям по надёжности, экономичности и безопасности, поэтому в капитальной модернизации не нуждаются. Также определено, что в системе электроснабжения предприятия, на стороне 10 кВ, необходимо подключить новую перспективную нагрузку, в которой большинство потребителей относятся к 3 категории надёжности. В связи с этим, в работе необходимо провести реконструкцию РУ-10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ, а также установить новые цеховые ТП-10/0,4 кВ для питания перспективной нагрузки. Таким образом, основная техническая задача реконструкции состоит в правильном и надёжном подключении новой (перспективной) нагрузки к существующей системе электроснабжения предприятия.

В результате анализа конструктивных особенностей РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ питающей РТП-110/35/10 кВ было установлено, что в модернизации нуждаются все перечисленные распределительные устройства питающей РТП-110/35/10 кВ, так как все они устарели морально и физически.

Кроме того, большинство оборудования этих РУ не соответствуют требованиям надёжности, экономичности, безопасности и экологичности. Поэтому они требуют замены, которую в работе предлагается провести путём полной реконструкции РУ с заменой не только оборудования, но и типов РУ и их ячеек. Таким образом, при дальнейшем внедрении проекта реконструкции системы электроснабжения РВБ, необходимо учесть совокупность приведённых исходных технических данных и принятых решений.

Установлено, что основные задачи расчёта электрических нагрузок в работе, следующие:

- выбор трансформаторов на новых цеховых ТП-10/0,4 кВ для питания новой перспективной нагрузки, а также выбор и проверка электрических аппаратов и проводников для перспективной нагрузки (для данной цели необходимо рассчитать нагрузку в сети 10 кВ);
- выбор новых типов РУ питающей РТП-110/35/10 кВ и электрических аппаратов, которые планируется в них установить (для решения данной задачи необходимо знать нагрузки во всех РУ и на всей РТП-110/35/10 кВ).

В работе получены результаты расчёта нагрузок участков и всего объекта реконструкции (с учётом перспективной нагрузки).

Также по результатам расчёта нагрузок будут проверены многочисленные решения, которые не подлежат модернизации и реконструкции в работе (например, проверка мощности существующих трансформаторов цеховых ТП-10/0,4 кВ и трансформаторов питающей РТП-110/35/10 кВ, а также проводников для питания существующих потребителей).

Кроме того, проведен расчет токов короткого замыкания на сборных шинах РУ высокого, среднего и низкого напряжения главной понизительной подстанции объекта исследования (РТП-110/35/10 кВ).

Установлено, что силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110, находящиеся на питающей РТП-110/10/10 кВ, являющейся ГПП предприятия,

отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы (с учётом новой перспективной нагрузки).

Для питания перспективной нагрузки выбраны две однострансформаторные подстанции 10/0,4 кВ с силовыми трансформаторами марки ТМ-400/10. Для питания существующей нагрузки подтверждены трансформаторы на цеховых ТП-10/0,4 кВ:

- ТП-10/0,4 кВ (№1) – два трансформатора марки ТМ-2500/10;
- ТП-10/0,4 кВ (№2 и №3) – один трансформатор марки ТМ-1600/10.

Для питания новых потребителей ремонтно-восстановительной базы выбраны и проверены кабельные линии с применением одного силового кабеля марки ААБв -10 (3×50), прокладка – в земляной траншее.

Проведена проверка сечения проводников питающей сети объекта исследования, в результате чего установлено соответствие марок и сечений следующих проводников, отходящих от питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново»:

- для питания подстанции на стороне 110 кВ подтверждено сечение воздушной линии с применением проводов марки АС-120/19;
- для питания промышленной и бытовой нагрузки на стороне 35 кВ подтверждены марки кабельных линий ААГ-35 (3×120);
- для питания существующих потребителей объекта исследования (ремонтно-восстановительной базы ООО «Газпром трансгаз Москва») подтверждены марки кабельных линий ААБв -10 (3×50).

В результате модернизации РУ питающей РТП-110/35/10 кВ «Леоново», выбраны следующие типы современных распределительных устройств и ячеек:

- на стороне 110 кВ РТП-110/35/10 кВ принято к установке КРУЭ LSIS 110 кВ, производства компании LSIS с ячейками GIS 145kV;
- на стороне 35 кВ РТП-110/35/10 кВ предусматривается внедрение модульного КРУ–35 кВ с ячейками марки КРУ–СЭЩ–65, производства компании ОАО «Электрощит»;

– на стороне 10 кВ выбрано для внедрения комплектное распределительное устройство закрытого типа с ячейками КРУ-СВЭЛ-10.

Выбрано и проверено основное оборудование для комплектования данных ячеек РУ.

Установлено, что всё выбранное оборудование напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подходит для установки на модернизируемой РТП-110/35/10 кВ «Леоново», которая является главной понизительной подстанцией для объекта исследования.

Для защиты силового трансформатора питающей РТП-110/35/10 кВ выбран терминал защиты серии БЭ2704, который отличается высокой надежностью, точностью, быстродействием 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.

Рассчитаны заземление и молниезащита подстанции. Установлено, что молниезащиту объектов подстанции целесообразно выполнить с применением шести стержневых молниеотводов, обеспечивающих достаточную зону защиты оборудования на подстанции. Определено, что в контуре заземления рекомендовано использовать 38 вертикальных заземлителей и выполнить его в виде «замкнутой сетки».

Таким образом, по результатам расчётов можно сделать вывод, что предложенные мероприятия по реконструкции и модернизации схемы электрических соединений и оборудования системы электроснабжения РВБ ООО «Газпром трансгаз Москва», являются технически обоснованными и могут быть рекомендованы на объекте.

## Список используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. Газпром трансгаз Москва [Электронный ресурс]: URL: [https://moskva-tr.gazprom.ru/d/textpage/0e/270/buklet\\_final.pdf](https://moskva-tr.gazprom.ru/d/textpage/0e/270/buklet_final.pdf) (дата обращения: 27.02.2024).
3. 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: 18.02.2024).
4. Комплектное распределительное устройство КРУ-СВЭЛ-6(10) кВ. [Электронный ресурс]: URL: <https://svel.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-svel-6-10-kv/kru-svel/> (дата обращения: 28.02.2024).
5. Комплектное распределительное устройство КРУ–СЭЩ–65 35 кВ. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-65-35-kv/> (дата обращения: 28.02.2024).
6. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
7. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
8. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
9. Отношение: Леоново (2732796) [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/relation/2732796#map=16/55.5144/37.2234> (дата обращения: 27.02.2024).
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

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

12. 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: 28.02.2024).

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

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

15. Схема ЛЭП ТП-110/35/10 кВ «Леоново» [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#13.05/55.51682/37.21709> (дата обращения: 27.02.2024).

16. ТЕРМИНАЛЫ СЕРИИ БЭ2704. [Электронный ресурс]: URL: [https://k-energo.com/documents/rukovodstva/be2704/РЭ%20БЭ2704\\_300.pdf](https://k-energo.com/documents/rukovodstva/be2704/РЭ%20БЭ2704_300.pdf) (дата обращения: 28.02.2024).

17. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: Сборник документов. [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 27.02.2024).

18. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. М.: Форум, Инфра-М, 2019. 495 с.

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

20. Ячейки GIS 145kV КРУЭ LSIS 110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: [https://www.nemzpro.com/products/01-high/01\\_КРУЭ\\_LS\\_IS\\_110\\_220\\_кВ/Каталог\\_КРУЭ\\_110кВ.pdf](https://www.nemzpro.com/products/01-high/01_КРУЭ_LS_IS_110_220_кВ/Каталог_КРУЭ_110кВ.pdf) (дата обращения: 28.02.2024).