

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110 кВ «Комсомольская»

Обучающийся

Р.Р. Оглы Мамедов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

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

Тольятти 2025

## Аннотация

Представленная выпускная работа посвящена разработке технического проекта по обновлению системы электроснабжения подстанции 110/35/6 кВ, расположенной в городе Ноябрьск и находящейся в оперативном управлении ООО «Газпромнефть энергосистемы».

Основной целью исследования является создание комплексной программы модернизации электрической инфраструктуры подстанции с учетом современных требований к надежности и эффективности энергоснабжения.

Предмет исследования охватывает анализ текущего состояния электротехнического оборудования подстанции, оценку его работоспособности и определение потенциала для внедрения инновационных технических решений. Особое внимание уделяется изучению возможности применения перспективных технологий в процессе реконструкции объекта.

Объектом исследования служит действующая подстанция 110/35/6 кВ, чье оборудование требует модернизации из-за физического износа и несоответствия актуальным техническим параметрам, что негативно влияет на качество и стабильность энергоснабжения потребителей.

Практическая значимость работы заключается в разработке детального проекта реконструкции, включающего:

- оптимизированную схему замены устаревшего оборудования;
- комплекс мероприятий по усилению систем защиты от коротких замыканий;
- внедрения современных технологических решений в плане защит и мониторинга.

Реализация предложенных в проекте решений позволит значительно улучшить показатели надежности электроснабжения и повысить эффективность функционирования объекта в целом.

## Содержание

Введение .....	4
1 Общая часть.....	5
1.1 Анализ схемы подстанции до реконструкции .....	5
1.2 Использование цифровых технологий при реконструкции ПС.....	10
2 Расчет системы электроснабжения .....	16
2.1 Расчет электрических нагрузок .....	16
2.2 Выбор силовых трансформаторов .....	27
2.3 Расчет токов коротких замыканий .....	28
2.4 Выбор оборудования подстанции .....	39
3 Расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики .....	50
3.1 Выбор устройств и расчет уставок релейной защиты .....	50
3.2 Выбор устройств автоматики РУ 110 кВ .....	53
Заключение .....	57
Список используемых источников.....	58

## Введение

В рамках выполнения данной ВКР необходимо изучить вопрос реконструкции подстанции 110/35/6кВ «Комсомольская», с заменой устаревших выключателей ВМТ-110 на современные элегазовые и оснащением микропроцессорными защитами. Вопрос реконструкции необходимо рассматривать комплексно начиная от рассмотрения возможных вариантов схем и анализа мощности подключенной нагрузки, заканчивая расчетом уставок цифровых терминалов защиты.

Процесс проектирования реконструкции подстанции выделены этапы:

- анализ информации о нагрузке подключенных потребителей;
- анализ целесообразности изменения существующих схем распределительных устройств;
- определение расчётных значений токов и полных мощностей подключенной нагрузки;
- расчет токов коротких замыканий, выбор электрических аппаратов, соответствующих параметрам режима КЗ;
- выбор устройств РЗА и расчет уставок срабатываний.

Цель выполнения работы – изучение вопроса реконструкции высоковольтных подстанций с заменой основного оборудования и совершенствованием устройств защиты.

Для достижения описанной цели ставится ряд задач:

- анализ схем первичных соединений;
- выполнение расчета мощностей нагрузок;
- выбор основного оборудования подстанции;
- проверка соответствия токам КЗ выбранного оборудования;
- расчет уставок РЗА.

В результате проведенной реконструкции должна увеличиться надежность электроснабжения потребителей, подключенных от ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская».

## **1 Общая часть**

### **1.1 Анализ схемы подстанции до реконструкции**

Подстанция 110/35/6 кВ «Комсомольская» – это центр питания объектов, расположенных в Ямало-Ненецком Автономном Округе в г. Ноябрьск предприятия ООО «Газпромнефть энергосистемы».

Компания ООО «Газпромнефть энергосистемы» осуществляет деятельность в нескольких ключевых направлениях, включая эксплуатацию и техническое обслуживание энергетического оборудования, проведение капитального ремонта, распределение и передачу электроэнергии, а также технологическое присоединение новых потребителей. Деятельности компании охватывает обширную территорию, включающую Ямало-Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменскую, Томскую, Омскую и Оренбургскую области, а также Республику Саха (Якутия).

ООО «Газпромнефть энергосистемы» является одной из дочерних организаций ПАО «Газпромнефть». ПАО «Газпромнефть» – одна из крупнейших нефтегазовых компаний России, входящая в тройку лидеров по объемам добычи нефти в стране. Компания является вертикально интегрированным холдингом, объединяющим все этапы нефтяного бизнеса – от разведки и добычи углеводородов до переработки и сбыта готовой продукции. Производственные мощности компании включают современные нефтеперерабатывающие заводы, обеспечивающие глубокую переработку добытой нефти в широкий ассортимент нефтепродуктов. Компания активно развивает собственную сбытовую сеть, представляющую собой разветвленную сеть автозаправочных станций по всей России.

ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» является источником электроэнергии для потребителей кустов нефтедобычи и для промышленных организаций направления нефте-газодобычи в районе г. Ноябрьск.

Распределительное устройство 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» имеет 4 присоединения ВЛ-110 кВ.

Распределительное устройство 35 кВ имеет 8 присоединений: ВЛ-35 кВ Куст-10-1, ВЛ-35 кВ Куст-10-2, ВЛ-35 кВ Куст-53-1, ВЛ-35 кВ Куст-53-2, Резерв-1, Резерв-2, Резерв-3, Резерв-4.

Распределительное устройство 6 кВ имеет 8 присоединений, питающих 4 двухтрансформаторных ТП 6/0,4 кВ.

До реконструкции на ПС 110/35/6 кВ применены следующие схемы распределительных устройств в соответствии с [14]:

- для РУ-110 кВ – схема «13Н – Две рабочих и обходная система шин», приведенная на рисунке 1;
- для РУ-35 кВ – схема «9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин», приведенная на рисунке 2;
- для РУ-6 кВ – схема «9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин», приведенная также рисунке 2.

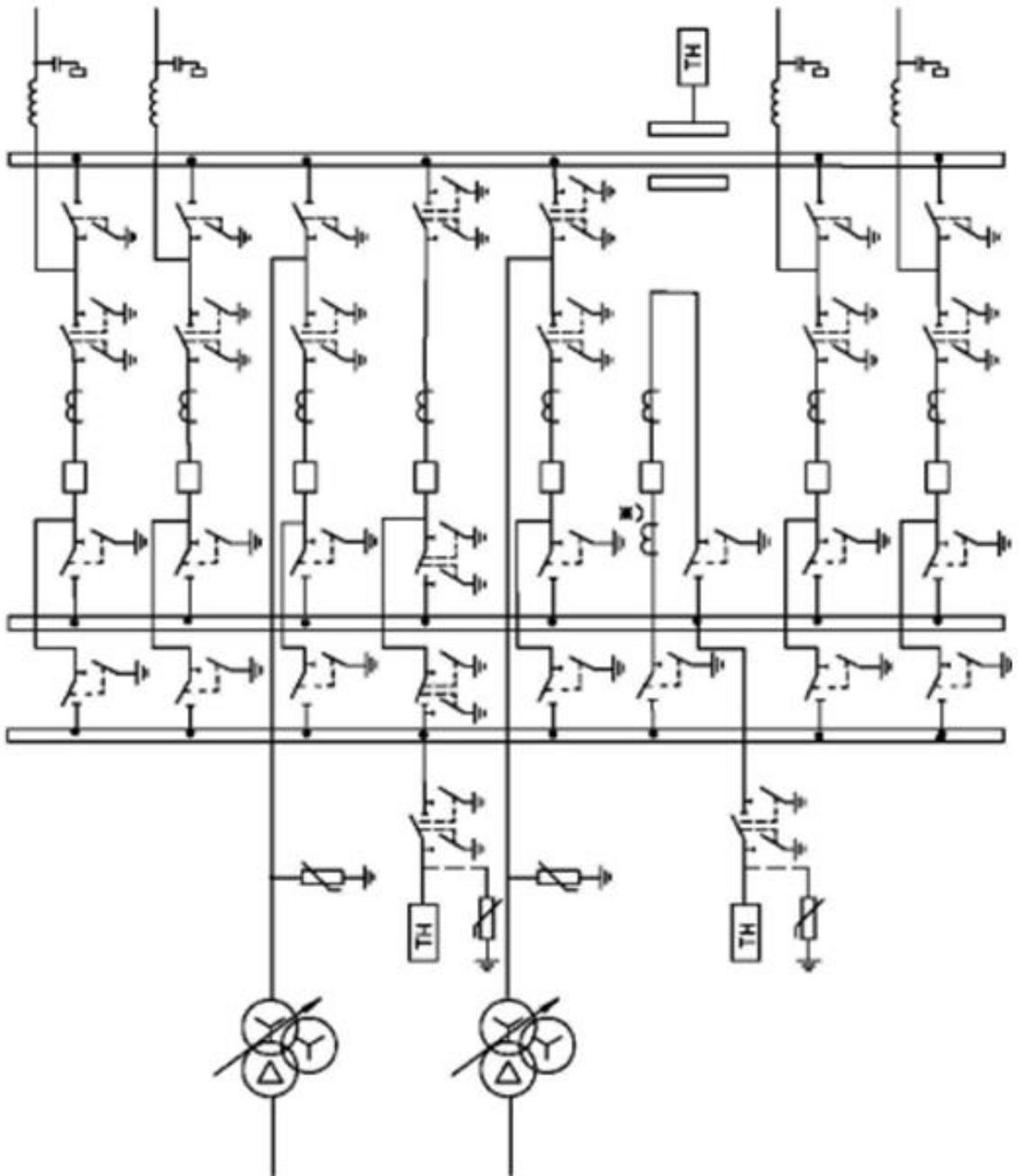


Рисунок 1 – Схема «13Н – Две рабочих и обходная система шин»

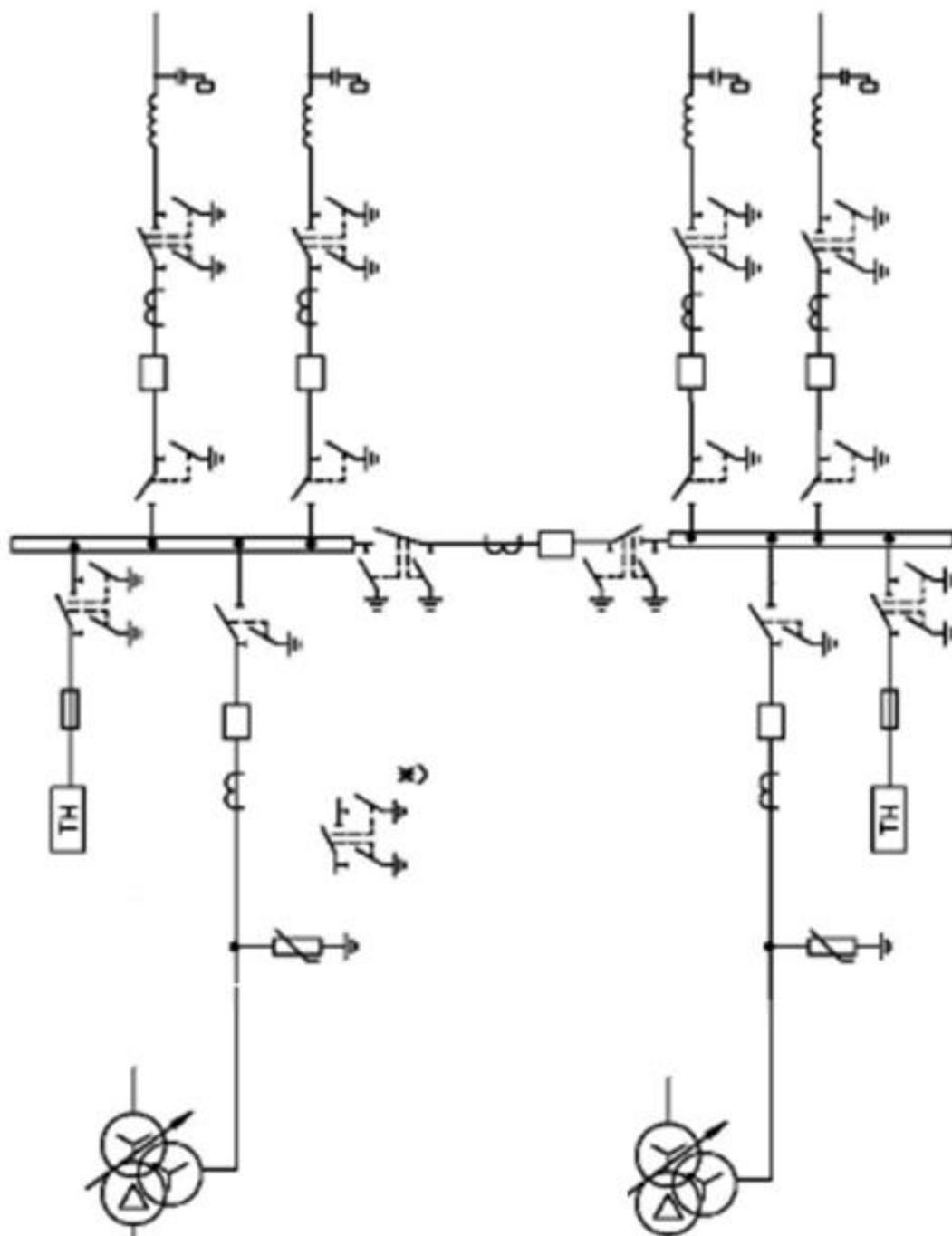


Рисунок 2 – Схема 110-9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Разработанные технические решения в полной мере отвечают действующим нормативным требованиям в области электроснабжения и требованиям [4], обеспечивая высокий уровень надежности энергоснабжения для всех категорий потребителей.

Ключевое преимущество данных схем по [8] заключается в их функциональности при проведении технического обслуживания и ремонтных работ. Инженеры имеют возможность выполнять необходимые манипуляции с любым элементом подстанции, при этом сохраняя работоспособность смежных участков энергосистемы.

Техническая реализация предусматривает возможность отключения отдельных компонентов без отключения всего оборудования. Это достигается за счет конфигурации секций шин и системы коммутации трансформаторов, что позволяет оперативно перенаправлять потоки электроэнергии при проведении плановых или аварийных работ.

Практическое значение такой организации электроснабжения особенно важно для промышленных предприятий и объектов критической инфраструктуры, где даже кратковременные перебои в подаче электроэнергии могут привести к серьезным последствиям.

Гибкость системы позволяет оперативно реагировать на возникающие нештатные ситуации, обеспечивая бесперебойное энергоснабжение потребителей даже при проведении масштабных ремонтных мероприятий на подстанции. Это достигается благодаря наличию резервных линий и возможности переключения нагрузки между различными элементами схемы.

Таким образом, представленная конфигурация подстанции не только соответствует всем необходимым техническим стандартам, но и обеспечивает максимальную надежность электроснабжения при любых условиях эксплуатации [7].

На реконструируемой ПС используются масляные выключатели всех классов напряжений, а также электромеханические устройства релейной защиты, замен выключателей и устройств РЗиА за период с 1989 года по текущее время не производилось.

На подстанции до реконструкции установлено два силовых трансформатора, мощность 10 МВА. Однако, с планируемым ростом нагрузки,

требуется проверить мощность силовых трансформаторов и при необходимости произвести замену.

Подстанция находится на оперативном обслуживании оперативном диспетчерской службы Ноябрьских электрических сетей.

## **1.2 Использование современных технологий при реконструкции ПС**

Схемы распределительных устройств 6-35-110 кВ являются достаточно надежными, необходимость в изменении схем отсутствует. Потребители, подключенные к РУ 35 и 6 кВ относятся к потребителям 1 и 2 категории, надежность их электроснабжения соответствует требованиям ПУЭ [9].

При рассмотрении вариантов реконструкции требуется проверить соответствие силовых трансформаторов имеющимся нагрузкам, осуществить замену устаревших маслонаполненных силовых выключателей на современные устройства, а также выполнить замену электромеханических устройств РЗА на современные аналоги.

Применение современных технологий при реконструкции ПС 110/35/6 позволяет существенно повысить надежность электроснабжения потребителей, улучшить технико-экономические показатели работы подстанции и обеспечить возможность дальнейшего развития энергосистемы.

В качестве современной альтернативы масляным выключателям рассматривается два вида силовых выключателей – это вакуумные и элегазовые.

Оба вида выключателей обладают существенно большим коммутационным ресурсом, требуют меньшего количества времени на обслуживание, не имеют горючих жидкостей в составе.

Данные выключатели отличаются друг от друга методом гашения дуги при отключении токов КЗ. В вакуумных выключателях по [2] для гашения дуги используется вакуумная камера, в элегазовых по [1] – элегаз. Элегазовые выключатели требуют мониторинга давления элегаза. Вакуумные

выключатели в течении срока эксплуатации не требуют манипуляций с дугогасительной камерой.

В связи с более сложной конструкцией и дороговизной, вакуумные выключатели не применяются в сетях выше 35 кВ. На реконструируемой подстанции на стороне ВН будут применены элегазовые выключатели.

В сетях 6-10 кВ будут применены вакуумные выключатели, как наиболее надежные для данного класса напряжения. Марка выбираемых выключателей - РИМ ВВ 10-20/1000. Внешний вид представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Вакуумные выключатели 6 кВ

Вакуумный выключатель РИМ ВВ 6-20/1000 представляет собой современное коммутационное устройство, предназначенное для работы в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением до 10 кВ. Оборудование может применяться как в системах с изолированной, так и с заземленной нейтралью.

Применение вакуумных выключателей РИМ ВВ 10-20/1000 в системах электроснабжения

Вакуумный выключатель РИМ ВВ 10-20/1000 представляет собой современное коммутационное устройство, предназначенное для работы в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением до 10 кВ.

Данное устройство обладает следующими параметрами:

- номинальное напряжение 10 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение 12 кВ;
- номинальный ток равен 1000 А;
- номинальный ток отключения 20 кА.

Важными характеристиками являются ток электродинамической стойкости на уровне 51 кА и ток термической стойкости 20 кА при длительности воздействия 3 секунды.

Технические преимущества данной модели включают возможность длительной работы без оперативного питания (более 48 часов). Устройство отличается высокой вибростойкостью и устойчивостью к механическим воздействиям. Вакуумный выключатель может устанавливаться в любом пространственном положении и совместим с большинством отечественных комплектных распределительных устройств (КРУ) и камер стационарного одностороннего обслуживания (КСО). Наличие встроенного привода с защелкой обеспечивает надежную фиксацию положений выключателя.

Система управления выключателя обеспечивает дистанционное управление. Предусмотрено ручное механическое отключение, а также реализована сигнализация состояния выключателя. Устройство оснащено защитой от несанкционированного включения и отключения, имеет функцию подсчета числа коммутационных циклов и систему самодиагностики с идентификацией неисправностей.

Эксплуатационные характеристики позволяют использовать выключатель в новых КРУ, камерах стационарного одностороннего обслуживания, при реконструкции существующих КРУ и КСО.

Эксплуатационные преимущества данной модели заключаются в высокой надежности коммутации электрических цепей и длительном сроке службы без капитального ремонта. Вакуумный выключатель характеризуется минимальными затратами на обслуживание и возможностью работы в сложных условиях, включая повышенную сейсмическую активность и близость к железнодорожным путям и строительной технике. Простота интеграции в существующие системы управления делает его оптимальным выбором для модернизации электроустановок.

Применение вакуумных выключателей РИМ ВВ 10-20/1000 в системах электроснабжения позволяет обеспечить надежную коммутацию электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы. Оборудование полностью соответствует современным требованиям к надежности и безопасности, что делает его оптимальным выбором для модернизации существующих электроустановок и строительства новых объектов электроэнергетики.

В сетях 110 кВ, в рамках реализации проекта для обеспечения надежной коммутации электрических цепей будет задействовано современное высоковольтное оборудование – элегазовые выключатели серии ЛТВ-145 производства швейцарской компании АВВ.

Технические характеристики данных выключателей позволяют эффективно решать задачи по управлению электрическими цепями в условиях повышенных нагрузок. Оборудование рассчитано на номинальное напряжение 145 кВ и отличается высокой отключающей способностью.

Конструктивные особенности выключателей ЛТВ-145 включают использование элегаза (SF<sub>6</sub>) в качестве изолирующей среды, что обеспечивает надежную электрическую изоляцию и охлаждение дугогасительных камер.

Корпус устройства выполнен с учетом требований герметичности и долговечности.

Эксплуатационные преимущества данной модели заключаются в низком уровне обслуживания, длительном межремонтном периоде и высокой надежности в работе. Выключатели оснащены современными системами управления и диагностики, что позволяет осуществлять мониторинг их состояния в режиме реального времени.

Интеграционные возможности оборудования позволяют легко внедрить его в существующие системы релейной защиты и автоматики, а также автоматизированные системы управления технологическими процессами подстанции.

Выбор выключателей ЛТВ-145 обусловлен их соответствием современным требованиям электробезопасности, энергоэффективности и экологичности. Оборудование прошло все необходимые испытания и имеет сертификаты, подтверждающие его соответствие действующим стандартам качества и безопасности. Внешний вид выключателя приведен на рисунке 4.

Применение данной модели выключателей обеспечит надежную работу электроустановок и позволит минимизировать риски возникновения нештатных ситуаций при коммутации электрических цепей.

При реконструкции электромеханические устройства релейной защиты будут заменены на более современные аналоги. В настоящее время по [18] единственным видом РЗА, полностью соответствующим требованиям цифровизации электрических сетей являются цифровые микропроцессорные блоки защит. Такие устройства обладают функциями реализации всех защит единицы оборудования в одном компактном и защищённом корпусе, имеют возможность записи и передачи на ПК регистра событий и осциллограмм при аварийных отключениях.



Рисунок 4 – Элегазовые выключатели 110 кВ

Ключевым элементом модернизации является внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП). Современные системы позволяют осуществлять дистанционное управление оборудованием, мониторинг параметров работы подстанции и автоматическое реагирование на нештатные ситуации.

На подстанции устанавливаются микропроцессорные защиты, которые обеспечивают более точную и быструю защиту оборудования. Такие системы имеют расширенные возможности настройки и диагностики, что значительно упрощает процесс эксплуатации.

В рамках реконструкции ПС планируется внедрить системы мониторинга состояния оборудования. На трансформаторах устанавливаются датчики контроля температуры, уровня и качества масла. Для контроля состояния шин применяются системы оптического мониторинга.

Для силовых трансформаторов и высоковольтных вводов планируется внедрение систем вибродиагностики для определения зарождающихся дефектов на ранней стадии и планирования ремонтных работ в оптимальный период.

## 2 Расчет системы электроснабжения

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчетные нагрузки определяются на основании сведений, полученных от службы реализации услуг Ноябрьских электрических сетей АО «Россети Тюмень» в соответствии с рекомендациями [17].

В качестве исходных данных взяты сведения о максимальной мощности существующих потребителей 6 и 35 кВ, питающих оборудование нефте- и газодобычи.

Потребителями электроэнергии на напряжении 6 кВ являются 4 двухтрансформаторные подстанции 6 кВ, снабжающие в свою очередь электрической энергией потребителей 1 и 2 категории надежности.

В таблице 1 приведены сведения о загрузке ТП 6/0,4 кВ:

Таблица 1 – Нагрузки ТП 6/0,4 кВ ДНС подключенных от секции 6 кВ

№ ТП	$P_{\text{СШ}}$ , кВт	$\cos\varphi_{\text{СШ}}$	$S_{\text{СШ}}$ , кВА	$Q_{\text{СШ}}$ , кВАр	$I_{\text{СШ}}$ , А
1	2	3	4	5	6
1секция ТП № 1	693	0,84	825	447,634	79,386
2секция ТП №1	639	0,8	798,75	479,25	76,86
1секция ТП№2	915	0,87	1051,724	518,554	101,202
2секция ТП№2	930	0,84	1107,143	600,721	106,535
1секция ТП№3	1243	0,81	1534,568	899,916	147,664
2секция ТП№3	1151	0,8	1438,750	863,250	138,444
1секция ТП№4	708	0,81	874,074	512,583	84,108
2секция ТП№4	711	0,85	836,471	440,638	80,489

Полная электрическая нагрузка для ТП № 1 по [5] определяется по формуле (1):

$$S_{\text{ТП1-1}} = \frac{P_{\text{ТП1-1}}}{\cos \varphi_{\text{ТП1-1}}}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{ТП1-1}}$  – активная электрическая нагрузка, подключённая от шин ТП 6/0,4 кВ

Значение полной мощности будет равно:

$$S_{\text{ТП1-1}} = \frac{693}{0,84} = 825 \text{ кВА.}$$

Индуктивная составляющая полной мощности электрической нагрузки для ТП 1 по формуле (2) будет равна:

$$Q_{\text{ТП1-1}} = \sqrt{S_{\text{ТП1-1}}^2 - P_{\text{ТП1-1}}^2}, \quad (2)$$
$$Q_{\text{ТП1-1}} = \sqrt{825^2 - 693^2} = 447,634 \text{ кВАр.}$$

Ток нагрузки для ТП №1 вычисляется по формуле (3):

$$I_{\text{ТП1-1}} = \frac{S_{\text{ТП1-1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (3)$$

где  $U_{\text{Н}}$  – номинальное напряжение на шинах высокого напряжения ТП, кВ.

Ток нагрузки будет равен:

$$I_{\text{ТП1-1}} = \frac{825}{\sqrt{3} \cdot 6} = 79,386 \text{ А.}$$

Все значения расчетов электрических мощностей и нагрузок приведены в таблице 2.

Мощность нагрузки, подключённой от секции шин 6 кВ определяется с учетом коэффициента одновременности для случая вывода в ремонт одного силового трансформатора 6/0,4 кВ:

$$P_{ТП1} = \Sigma P_{СШ} \cdot k_O, \quad (4)$$

где  $P_{СШ}$  – активная электрическая нагрузка, подключённая от секций шин ТП 6/0,4 кВ;

$k_O$  – коэффициент одновременности, согласно таблице 3 [17] равный 0,95

$P_P$  – сумма расчетных нагрузок для всех ТП.

$$P_{ТП1} = (695 + 630) \cdot 0,95 = 1258,75 \text{ кВт.}$$

Реактивная составляющая полной мощности для аварийного режима по формуле (5) будет равна:

$$Q_{ТП1} = \Sigma Q_{СШ} \cdot k_O, \quad (5)$$

$$Q_{ТП1} = (485,113 + 423,363) \cdot 0,95 = 863,052 \text{ кВАр.}$$

Полная электрическая нагрузка по формуле (6):

$$S_{ТП} = \sqrt{Q_{ТП}^2 + P_{ТП}^2}, \quad (6)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{1258,75^2 + 863,052^2} = 1526,208 \text{ кВА.}$$

Результаты расчет электрических нагрузок для аварийного режима сведены в таблице 2.

Таблица 2 – Нагрузки на ТП в аварийном режиме

№ ТП	$k_o$	$P_{ТП}, кВт$	$Q_{ТП}, кВАр$	$S_{ТП}, кВА$	$I_{ТП}, А$
КТП №1	0,95	1265,4	880,54	1541,62	148,34
КТП №2	0,95	1752,75	1063,311	2050,06	197,27
КТП №3	0,95	2274,3	1675,01	2824,55	271,79
КТП №4	0,95	1348,05	905,56	1623,97	156,28

Сумма расчетных мощностей отдельно для каждой секции шин определяется по требованиям раздела 3 [20] по выражению (7):

$$P_{P1СШ} = \Sigma P_{ТП1СШ} \cdot k_o, \quad (7)$$

где  $P_{ТП1СШ}$  – расчетная активная электрическая нагрузка потребителей, подключенных ТП 6/0,4 кВ;

$k_o$  – коэффициент одновременности – 0,95;

$P_p$  – расчетная активная мощность на шинах подстанции.

$$P_{P1СШ} = (693 + 915 + 1243 + 708) \cdot 0,95 = 3381,05 \text{ кВт.}$$

По аналогии с активной мощностью по формуле (8) проводится расчет реактивной мощности:

$$Q_{P1СШ} = \Sigma Q_{ТП1СШ} \cdot k_o, \quad (8)$$

$$Q_p = (447,634 + 518,554 + 899,916 + 512,583) \cdot 0,95 = \\ = 2259,753 \text{ кВА.}$$

Полная мощность электрической нагрузки по формуле (9) будет равна:

$$S_{P1CШ} = \sqrt{Q_{ТП1СШ}^2 + P_{ТП1СШ}^2}, \quad (9)$$

$$S_{P1CШ} = \sqrt{3381,05^2 + 2259,753^2} = 4066,692 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета электрических мощностей по секциям шин 6 кВ и для РУ 6 кВ в целом приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет нагрузок секций шин 6 кВ ПС 110/35/6 кВ Комсомольская

Секция шин	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$S_p$ , кВА
1 секция 6 кВ	3381,05	2259,75	4066,69
2 секция 6 кВ	3259,45	2264,67	3968,97
Итого 6 кВ	6291,00	4286,29	7612,42

Расчет электрических нагрузок для секций шин 35 кВ производится аналогично секции шин 6 кВ. Потребителя для сети 35 кВ являются кустовые площадки, с совпадением времени максимальных суточных нагрузок.

Расчитанные данные сведены в таблицы 4 – 6.

Таблица 4 – Расчет нагрузок отходящих линий 35 кВ в нормальном режиме.

Наименование	$P_{ПС35}$ , кВт	$\cos\phi_{ПС35}$	$Q_{ПС35}$ , кВАр	$S_{ПС35}$ , кВА	$I_{ПС35}$ , А
ВЛ-35 кВ Куст-10-1	3280	0,9	1588,577	3644,444	60,118
ВЛ-35 кВ Куст-10-2	3280	0,9	1588,577	3644,444	60,118
ВЛ-35 кВ Куст-53-1	3280	0,9	1588,577	3644,444	60,118
ВЛ-35 кВ Куст-53-2	3280	0,9	1588,577	3644,444	60,118

Таблица 5 – Расчет нагрузок отходящих линий 35 кВ в аварийном режиме.

Наименование	$P_{ПС35}, кВт$	$Q_{ПС35}, кВар$	$S_{ПС35}, кВА$	$I_{ПС35}, А$
ПС 35/6 кВ «Куст-10»	6560	3177,153	7288,889	120,235
ПС 35/6 кВ «Куст-53»	6560	3177,153	7288,889	120,235

Таблица 6 – Расчет нагрузок 35 кВ ПС 110/35/6 кВ Комсомольская.

Наименование	$P_{ПС35}, кВт$	$Q_{ПС35}, кВар$	$S_{ПС35}, кВА$	$I_{ПС35}, А$
1 сш 35 кВ	6560	3177,153	7288,889	120,235
2 сш 35 кВ	6560	3177,153	7288,889	120,235
Итого 35 кВ	13120	6354,306	14577,778	240,471

Суммарные нагрузки 6 кВ и 35 кВ приводятся к стороне ВН с совмещением суточных графиков нагрузок, для учета разного времени пика суточных нагрузок.

Суточные графики приведены на рисунках 5 и 6.

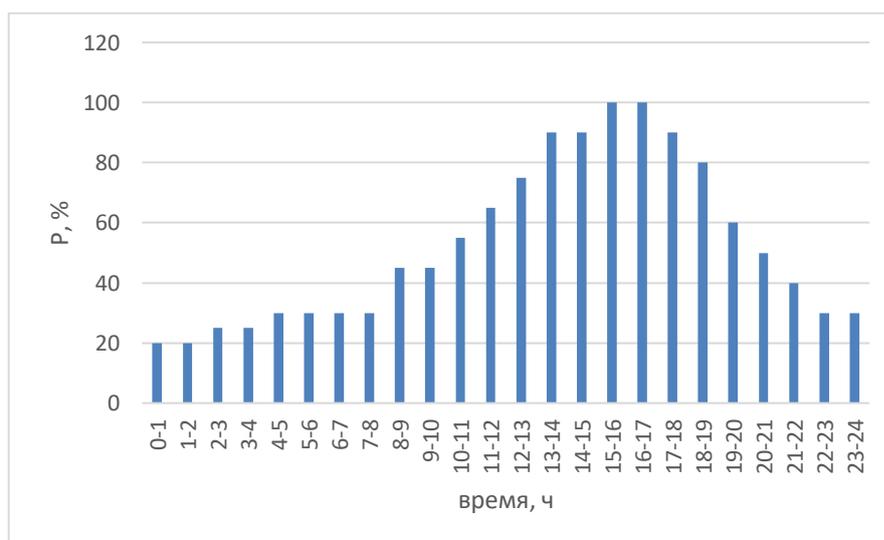


Рисунок 5 – Суточный график электрических нагрузок 6 кВ

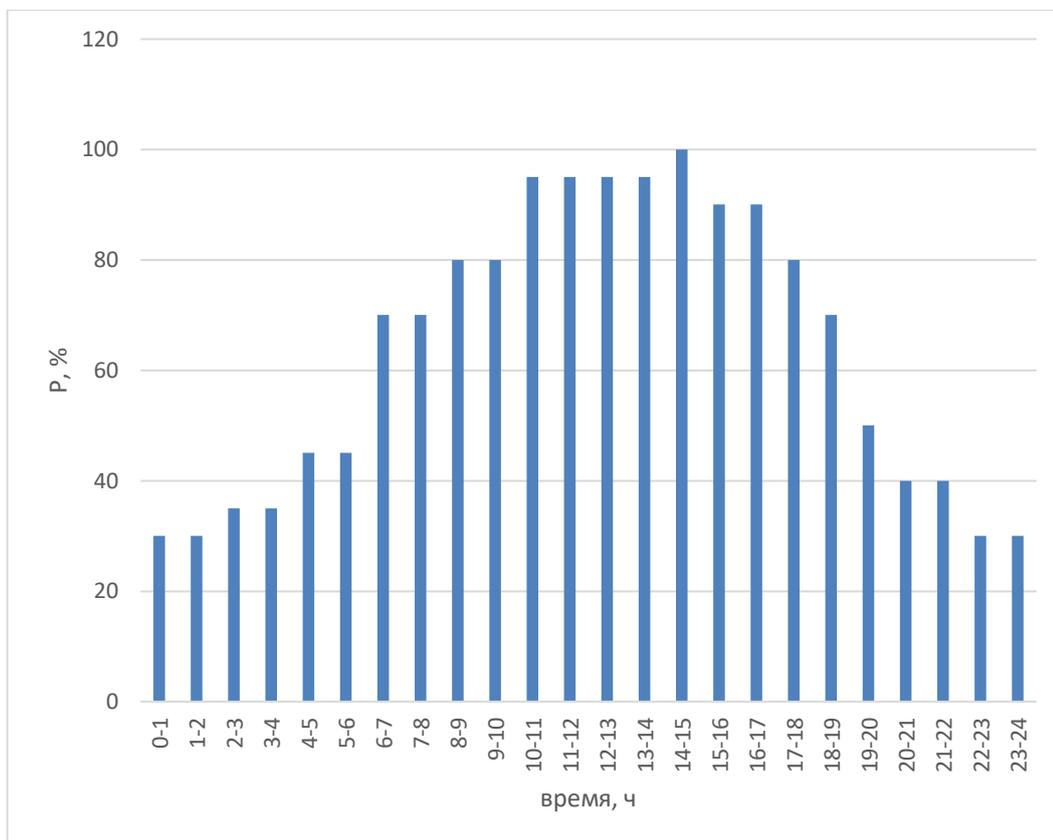


Рисунок 6 – Суточный график нагрузок по стороне 35 кВ

Электрическая мощность нагрузки по напряжению 110 кВ реконструируемой ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» определится как сумма суточных графиком нагрузок напряжением 6 кВ и 35 кВ.

Суточные графии по всем классам напряжения приведены в таблице 7.

Период часов максимальной нагрузки за сутки отмечается в промежуток времени с 14 до 15 часов.

Нагрузка в летнее время составляет порядка 75 % от нагрузки в зимнее время.

Сведения для графика нагрузок в табличном виде приведены в таблице 8 для летнего времени.

Таблица 7 – График суточных электрических мощностей зимний период 21.12.2024

Время	6 кВ, МВт	6 кВ, МВАр	35 кВ, МВт	35 кВ, МВАр	110 кВ, МВт	110 кВ, МВАр	110 кВ, МВА
0-1	1,258	0,857	3,936	1,906	5,194	2,763	5,884
1-2	1,258	0,857	3,936	1,906	5,194	2,763	5,884
2-3	1,573	1,072	4,592	2,224	6,165	3,296	6,990
3-4	1,573	1,072	4,592	2,224	6,165	3,296	6,990
4-5	1,887	1,286	5,904	2,859	7,791	4,145	8,825
5-6	1,887	1,286	5,904	2,859	7,791	4,145	8,825
6-7	1,887	1,286	9,184	4,448	11,071	5,734	12,468
7-8	1,887	1,286	9,184	4,448	11,071	5,734	12,468
8-9	2,831	1,929	10,496	5,083	13,327	7,012	15,059
9-10	2,831	1,929	10,496	5,083	13,327	7,012	15,059
10-11	3,460	2,357	12,464	6,037	15,924	8,394	18,001
11-12	4,089	2,786	12,464	6,037	16,553	8,822	18,757
12-13	4,718	3,215	12,464	6,037	17,182	9,251	19,514
13-14	5,662	3,857	12,464	6,037	18,126	9,894	20,650
14-15	5,662	3,857	13,120	6,354	18,782	10,212	21,378
15-16	6,291	4,286	11,808	5,719	18,099	10,005	20,680
16-17	6,291	4,286	11,808	5,719	18,099	10,005	20,680
17-18	5,662	3,857	10,496	5,083	16,158	8,941	18,467
18-19	5,033	3,429	9,184	4,448	14,217	7,877	16,253
19-20	3,775	2,572	6,560	3,177	10,335	5,749	11,826
20-21	3,146	2,143	5,248	2,542	8,394	4,685	9,612
21-22	2,516	1,714	5,248	2,542	7,764	4,256	8,854
22-23	1,887	1,286	3,936	1,906	5,823	3,192	6,641
23-24	1,887	1,286	3,936	1,906	5,823	3,192	6,641

Таблица 8 – График суточных электрических мощностей летний период 15.06.2024

Время	6 кВ, МВт	6 кВ, МВАр	35 кВ, МВт	35 кВ, МВАр	110 кВ, МВт	110 кВ, МВАр	110 кВ, МВА
0-1	0,944	0,643	2,952	1,430	3,896	2,073	4,413
1-2	0,944	0,643	2,952	1,430	3,896	2,073	4,413
2-3	1,180	0,804	3,444	1,668	4,624	2,472	5,243
3-4	1,180	0,804	3,444	1,668	4,624	2,472	5,243
4-5	1,415	0,964	4,428	2,145	5,843	3,109	6,619
5-6	1,415	0,964	4,428	2,145	5,843	3,109	6,619
6-7	1,415	0,964	6,888	3,336	8,303	4,300	9,351
7-8	1,415	0,964	6,888	3,336	8,303	4,300	9,351
8-9	2,123	1,447	7,872	3,813	9,995	5,259	11,294
9-10	2,123	1,447	7,872	3,813	9,995	5,259	11,294
10-11	2,595	1,768	9,348	4,527	11,943	6,295	13,501
11-12	3,067	2,089	9,348	4,527	12,415	6,617	14,068
12-13	3,539	2,411	9,348	4,527	12,887	6,938	14,636
13-14	4,246	2,893	9,348	4,527	13,594	7,420	15,488
14-15	4,246	2,893	9,840	4,766	14,086	7,659	16,034
15-16	4,718	3,215	8,856	4,289	13,574	7,504	15,510
16-17	4,718	3,215	8,856	4,289	13,574	7,504	15,510
17-18	4,246	2,893	7,872	3,813	12,118	6,706	13,850
18-19	3,775	2,572	6,888	3,336	10,663	5,908	12,190
19-20	2,831	1,929	4,920	2,383	7,751	4,312	8,869
20-21	2,359	1,607	3,936	1,906	6,295	3,514	7,209
21-22	1,887	1,286	3,936	1,906	5,823	3,192	6,641
22-23	1,415	0,964	2,952	1,430	4,367	2,394	4,981
23-24	1,415	0,964	2,952	1,430	4,367	2,394	4,981

Потребление электроэнергии за календарный год по стороне 110 кВ:

$$W_{год} = \sum P_i \cdot T_i, \quad (10)$$

где  $\Sigma P_i$  – значение максимальной активной нагрузки по стороне 110 продолжительности  $T_i$  по таблице 8.

$$\begin{aligned} W_{\text{год НН}} &= 200 \cdot (278,376) + 165 \cdot (208,782) = \\ &= 90124,276 \text{ МВт} \cdot \text{час}, \end{aligned}$$

Количество числа часов использования максимальной нагрузки в году по формуле (11):

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}}, \quad (11)$$

где  $P_{\text{max}}$  – значение максимальной активной нагрузки по стороне 110,  $P_{\text{max}} = 8,2 \text{ МВт}$  по таблице 8.

$$T_{\text{max ВН}} = \frac{90124,276}{18,782} = 4798,463 \text{ час},$$

Мощность в сети 35 кВ в среднем за год по формуле (12):

$$P_{\text{cp}} = \frac{W_{\text{год}}}{T_{\text{год}}}, \quad (12)$$

где  $T_{\text{год}}$  – количество часов в году,  $T_{\text{год}} = 8760 \text{ час}$ .

$$P_{\text{cpВН}} = \frac{90124,276}{8760} = 10,288 \text{ МВт},$$

Коэффициент заполнения графика нагрузок на стороне 110 по стороне (13):

$$k_3 = \frac{P_{\text{срВН}}}{P_{\text{max}}}, \quad (13)$$

$$k_3 = \frac{10,288}{18,782} = 0,548.$$

Число часов максимальных потерь в году по стороне 110 кВ:

$$\tau_{\text{max}} = 8760 \cdot \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2, \quad (14)$$

где  $T_{\text{max}}$  – число часов использования максимальной мощности в году.

$$\tau_{\text{max}} = 8760 \cdot \left( 0,124 + \frac{4798,463}{10000} \right)^2 = 3194,162 \text{ час.}$$

Результаты расчетов по сторонам 6 кВ и 35 кВ приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет параметров графика нагрузки ПС 110/35/6 кВ

Параметр	6 кВ	35 кВ	110 кВ
$P_{\text{max}}$ , МВт	6,291	13,120	18,782
$W_{\text{год}}$ , МВт*ч	25560,726	64563,520	90124,246
$T_{\text{max}}$ , ч	4063,063	4921,000	4798,463
$P_{\text{ср}}$ , МВт	2,918	7,370	10,288
$k_3$	0,464	0,562	0,548
$\tau_{\text{max}}$ , ч	2463,529	3325,114	3194,162

Полученные значения нагрузок будут использованы в дальнейших разделах для выбора силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов и измерительных трансформаторов.

## 2.2 Выбор силовых трансформаторов

Реконструируемая ПС питает потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения, следовательно обязательно наличие 2 силовых трансформаторов. Это условие выполняется и до момента реконструкции.

В связи с питанием ответственных потребителей электрической энергии, для наибольшей надежности электроснабжения, по требованиям [11] принимается, что в нормальном режиме работы загрузка трансформаторов не должна превышать пятидесятипроцентный уровень.

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot 0,5}, \quad (15)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{21,378}{2 \cdot 0,5} = 21,378 \text{ МВА.}$$

Из ряда номинальных мощностей силовых трансформаторов, ближайшей номинальной мощностью силового трансформатора является  $S_{\text{НОМ}} = 25 \text{ МВА}$ .

Определяется коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме (когда оба трансформатора в работе) по формуле (16):

$$K = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (16)$$

$$K = \frac{21,378}{2 \cdot 25} = 0,428.$$

Коэффициент загрузки менее 50%, следовательно, мощность трансформаторов определена правильно и загрузка соответствует [16].

Силовые трансформаторы мощностью 25 МВА марки ТДТН-25000/110 используются на ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская» до момента реконструкции, следовательно их замена не требуется.

Основные технические характеристики силового трансформатора по [19]:

- модель трансформатора: ТДТН – 25000/110;
- мощность номинальная: 25 МВА.

Параметры напряжения:

- высокое напряжение (ВН): 115 кВ;
- среднее напряжение (СН): 38,5 кВ;
- низкое напряжение (НН): 6,6 кВ.

Энергетические потери:

- холостой ход: 31 кВт;
- короткое замыкание: 140 кВт;
- ток холостого хода: 0,7%.

Показатели напряжения короткого замыкания по обмоткам:

- между ВН и СН: 10,5%;
- между ВН и НН: 17,5%;
- между СН и НН: 6,5%.

Все значения приведены в соответствии с заводскими спецификациями оборудования.

### **2.3 Расчет токов коротких замыканий**

Короткое замыкание представляет собой аварийный режим работы электрической сети, характеризующийся возникновением нежелательного соединения между различными элементами системы. В зависимости от типа электросети это может быть:

- соединение между двумя или тремя фазами одновременно (характерно для сетей с любым способом заземления нейтрали);

- соединение фазы с землей (типично для сетей с заземленной нейтралью).

Такое явление возникает из-за нарушения изоляции токопроводящих частей или их непосредственного контакта с заземленными поверхностями, а также через материалы, способные проводить электрический ток.

Важно отметить, что при возникновении короткого замыкания происходит резкое увеличение силы тока в электрической цепи, что может привести к серьезным последствиям: повреждению оборудования, повышению температуры проводников и образованию электрической дуги.

Расчет токов КЗ выполняется для отдельного режима работы силовых трансформаторов. Расчетные точки КЗ располагаются на шинах 110, 35 и 6 кВ. Схема замещения приведена на рисунке 7.

Расчеты токов КЗ будут производиться в именованных единицах по указаниям [12].

Значение сопротивления питающей системы по формуле 2.3, Ом:

$$X_{ci} = \frac{U_{СИС}^2}{S_{КЗсис}}, \quad (17)$$

где  $U_{СИС}$  – номинальное базисное напряжение,  $U_{СИС} = 115$  кВ;

$S_{КЗсис}$  – мощность КЗ на шинах системы,  $S_{КЗсис} = 315$  МВА

$$X_{c1} = X_{c2} = \frac{115^2}{315} = 41,98 \text{ Ом.}$$

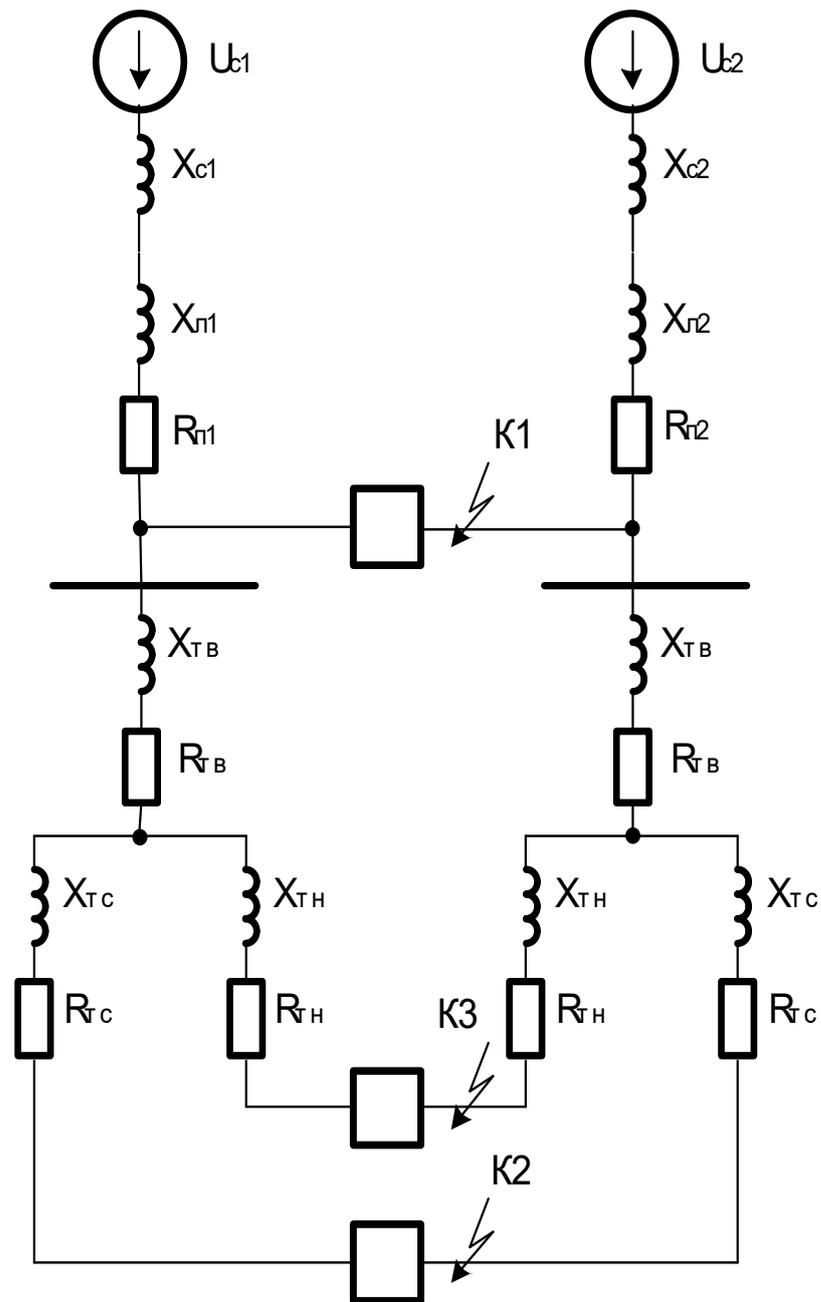


Рисунок 7 – Схема замещения

Для трансформатора ТДТН 110/35/6 кВ активные сопротивления обмоток по формуле (18) будут равны:

$$R_B = R_C = R_H = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2}, \quad (18)$$

$$R_B = R_C = R_H = 1,5 \text{ Ом.}$$

Напряжения короткого замыкания в лучах трансформатора с расщепленной обмоткой определяются по формулам (19) – (21):

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (u_{K\ B-C} + u_{K\ B-H} - u_{K\ C-H}), \quad (19)$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (u_{K\ B-C} + u_{K\ C-H} - u_{K\ B-H}), \quad (20)$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (u_{K\ B-H} + u_{K\ C-H} - u_{K\ B-C}), \quad (21)$$

где  $u_{K\ B-C}$  – потери напряжения в режиме КЗ между обмотками высокого и среднего напряжения, %;

$u_{K\ B-H}$  – потери напряжения в режиме КЗ между обмотками высокого и низкого напряжения, %;

$u_{K\ C-H}$  – потери напряжения в режиме КЗ между обмотками высокого и среднего напряжения, %.

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%,$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%,$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%.$$

Индуктивные сопротивления лучей силового трансформатора с расщепленной обмоткой определяется по формулам (22) – (24):

$$X_{TB} = \frac{u_{KB} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (22)$$

$$X_{TC} = \frac{u_{KC} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (23)$$

$$X_{ТН} = \frac{u_{КН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (24)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение силового трансформатора, кВ;

$$X_{ТВ} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 56,9 \text{ Ом},$$

$$X_{ТС} = 0 \text{ Ом},$$

$$X_{ТН} = \frac{6,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 35,7 \text{ Ом}.$$

После ряда преобразований схема замещения примет вид рисунку 8.

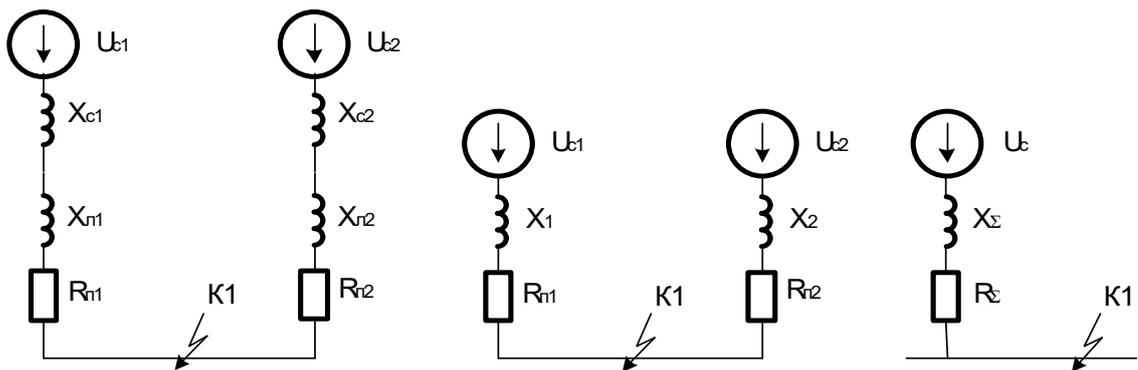


Рисунок 8 – Схема замещения после преобразования

Активная составляющая сопротивления ЛЭП 110 кВ по формуле (25):

$$R_{л} = r_0 \cdot L, \quad (25)$$

$$R_{л} = 0,121 \cdot 54 = 6,534 \text{ Ом}.$$

Индуктивная составляющая сопротивления ЛЭП 110 кВ по формуле (26):

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (26)$$

где  $L$  – протяженность ЛЭП 110 кВ, равная 54 км;

$r_0, x_0$  – значения удельных сопротивлений проводов, Ом/км.

$$X_{л} = 0,394 \cdot 54 = 21,276 \text{ Ом},$$

Далее требуется произвести расчет эквивалентного элемента – индуктивного сопротивления до точки К1, включающего в себя систему и линию по следующей формуле:

$$X_1 = X_2 = X_{C1} + X_{л1}, \quad (27)$$

$$X_1 = X_2 = 41,98 + 21,276 = 63,26 \text{ Ом},$$

Параллельное соединение эквивалентных элементов 1 и 2 определяется по выражению (28):

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}, \quad (28)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{63,26 \cdot 63,26}{63,26 + 63,26} = 31,63 \text{ Ом},$$

Аналогично определяется активное сопротивление параллельного соединения активных сопротивлений линий 110 кВ 1 и 2 по формуле (29):

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{л1} \cdot R_{л2}}{R_{л1} + R_{л2}}, \quad (29)$$

$$R_{\Sigma} = \frac{6,534 \cdot 6,534}{6,534 + 6,534} = 3,267 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление до точки К1 будет равно по формуле (30):

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}, \quad (30)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{31,63^2 + 3,267^2} = 31,798 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ в точке К1 определяется по следующему выражению (31):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_c}{Z_{\Sigma}}, \quad (31)$$

где  $U_c$  – напряжение системы в именованных единицах, кВ;

$Z_{\Sigma}$  – полное сопротивление элементов сети до точки К1, Ом.

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{115}{31,798} = 3,616 \text{ кА,}$$

Полное время затухания апериодической составляющей тока КЗ по формуле (32):

$$T_{a1} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \quad (32)$$

где  $\omega$  – угловая частота напряжения сети,  $\text{с}^{-1}$ .

$$T_{a1} = \frac{31,63}{314 \cdot 3,267} = 0,0308 \text{ с.}$$

Значение ударного коэффициента КЗ в точке К1 по формуле (33):

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a1}}}, \quad (33)$$

$$k_{y\partial 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0308}} = 1,723, .$$

Ударный ток короткого замыкания будет равен по формуле (34):

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1} \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (34)$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,723 \cdot 3,616 = 8,812 \text{ кА}.$$

Для точки К2 проводится аналогичный ряд вычислений.

Приведен процесс преобразования схемы к простейшему виду путем замены элементов сети на эквивалентные следующим образом по формулам (35) – (39):

$$X_3 = X_4 = X_1 + X_{m\delta} + X_{m\epsilon}, \quad (35)$$

$$X_{\Sigma 2} = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4}, \quad (36)$$

$$X_{\Sigma 2} = \frac{120,16^2}{120,16 + 120,16} = 60,08 \text{ Ом},$$

$$R_3 = R_4 = R_{\text{ЛЛ}} + R_{m\delta} + R_{\text{ТС}}, \quad (37)$$

$$R_3 = R_4 = 6,534 + 1,5 + 1,5 = 9,534 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 2} = \frac{R_3 \cdot R_4}{R_3 + R_4}, \quad (38)$$

$$R_{\Sigma 2} = \frac{9,534^2}{9,534 + 9,534} = 4,767 \text{ Ом},$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{X_{\Sigma 2}^2 + R_{\Sigma 2}^2}, \quad (39)$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{60,08^2 + 4,767^2} = 60,269 \text{ Ом},$$

Приведенное к точке КЗ результирующее сопротивление по формуле (40):

$$Z_{\Sigma 2CH} = Z_{\Sigma 2} \times \left( \frac{U_{CH(или\ HH)}}{U_{BH}} \right)^2, \quad (40)$$

где  $\eta_{mp} = \frac{U_{CH(или\ HH)}}{U_{BH}}$  – коэффициент трансформации трансформатора.

$$Z_{\Sigma 2CH} = 60,269 \times \left( \frac{38,5}{115} \right)^2 = 6,755 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К-2 определяется по выражению (41):

$$I_{п0.2}^{(3)} = \frac{U_{CH}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma 3}}, \quad (41)$$

$$I_{п0.2}^{(3)} = \frac{38,5}{\sqrt{3} \times 6,755} = 5,699 \text{ кА.}$$

Время затухания аperiodической составляющей в секундах:

$$T_{a2} = \frac{60,08}{314 \cdot 4,767} = 0,0401 \text{ с.}$$

Аналогично точке К1 определяется ударный коэффициент:

$$k_{уд2} = 1 + e^{-0,01/0,0404} = 1,779,$$

В результате вычислений определяется ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,779 \cdot 5,699 = 14,343 \text{ кА.}$$

Для точки К3 процесс преобразований к простейшему виду схемы замещения для РУ-6 кВ выполняется по формулам (42) – (46):

$$X_5 = X_6 = X_1 + X_{mв} + X_{тн}, \quad (42)$$

$$X_5 = X_6 = 63,26 + 56,9 + 35,7 = 155,86 \text{ Ом,}$$

$$X_{\Sigma 3} = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6}, \quad (43)$$

$$X_{\Sigma 3} = \frac{155,86^2}{155,86 + 155,86} = 77,93 \text{ Ом,}$$

$$R_5 = R_6 = R_{л1} + R_{mв} + R_{тн}, \quad (44)$$

$$R_5 = R_6 = 6,534 + 1,5 + 1,5 = 9,534 \text{ Ом,}$$

$$R_{\Sigma 3} = \frac{R_5 \cdot R_6}{R_5 + R_6}, \quad (45)$$

$$R_{\Sigma 3} = \frac{9,534^2}{9,534 + 9,534} = 4,767 \text{ Ом,}$$

$$Z_{\Sigma 3} = \sqrt{X_{\Sigma 3}^2 + R_{\Sigma 3}^2}, \quad (46)$$

Результирующее сопротивление, приведенное к точке в РУ-6 кВ по формуле (47):

$$Z_{\Sigma 2CH} = Z_{\Sigma 2} \times \eta_{mp}^2. \quad (47)$$

где  $\eta_{mp} = \frac{U_{сн(или нн)}}{U_{вн}}$  – коэффициент трансформации трансформатора.

$$Z_{\Sigma 2CH} = 78,076 \times \left( \frac{6,6}{115} \right)^2 = 0,257 \text{ Ом}$$

Значение периодической составляющей в точке КЗ:

$$I_{п0.3}^{(3)} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \times 0,257} = 25,665 \text{ кА.}$$

Время затухания аperiodической составляющей в секундах для точки КЗ:

$$T_{a3} = \frac{77,93}{314 \cdot 4,767} = 0,052 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент по формуле (33) будет равен:

$$k_{уд3} = 1 + e^{-0,01/0,052} = 1,825.$$

Ударный ток по формуле (34), кА:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,825 \cdot 25,665 = 66,247 \text{ кА.}$$

Полученные результаты сведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета параметров КЗ

Точка КЗ	U <sub>c</sub> , кВ	R, Ом	x, Ом	Z, Ом	I <sub>кз</sub> <sup>(3)</sup> , кА	T <sub>ai</sub>	k <sub>уд</sub>	i <sub>уд</sub> , кА
К-1	115	3,267	31,630	31,798	3,617	0,031	1,723	8,812
К-2	38,5	4,767	60,080	60,269	5,700	0,040	1,779	14,343
К-3	6,6	4,767	77,930	78,076	25,665	0,052	1,825	66,248

Полученные результаты расчета токов КЗ будут применены для расчета уставок и выбора коммутационных аппаратов.

## 2.4 Выбор оборудования подстанции

Выбор оборудования подстанции выполняется по номинальному напряжению и расчетному току в режиме наибольших нагрузок. Проверка правильности выбора оборудования осуществляется по термической стойкости и по электродинамической стойкости к токам коротких замыканий.

Токи нагрузок в нормальном и максимальном режимах вычисляются по формулам (48) – (49):

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (48)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}. \quad (49)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА.

$U_{\text{ВН}}$  - номинальное напряжение по стороне ВН, кВ.

На стороне 110 кВ трансформатора:

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 91,85 \text{ А},$$

$$I_{\text{max ВН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}.$$

Выбор выключателей 110 кВ

В разделе 1 выбраны выключатели марки ЛТВ. В таблице 12 приведены условия выбора выключателя, параметры по заводским данным и расчетные параметры сети.

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 1,856^2 \cdot (0,4 + 0,0361) = 5,704 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Таблица 11 – Проверка выбора выключателей 110 кВ

Обозн. на схеме	Марка	Условия выбора	Характеристики	Расчетные параметры
Q1 – Q3	ЛТВ-145	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 145 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$
		$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{рmax} = 183,7 \text{ А}$
		$I_{откл.н.} \geq I_{кi}^{(3)}$	$I_{откл.н.} = 40 \text{ кА}$	$I_{кi}^{(3)} = 3,617 \text{ кА}$
		$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 5,704 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 8,812 \text{ кА}$

Выбор разъединителей 110 кВ.

Для создания видимого разрыва для ПС 110/35/6 кВ по стороне ВН выбираются разъединители типа РГП-СЭЩ-110/1000.

Результаты сравнения и выбора приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка выбора разъединителей 110 кВ

Марка	Условия выбора	Характеристики	Расчетные параметры
РГП-СЭЩ – 110/1000	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 183,7 \text{ А}$
	$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер} = 31/3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 5,704 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{yд} = 8,812 \text{ кА}$

Внешний вид выбранного разъединителя приведен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид выбранного разъединителя 110 кВ

Выбор ограничителей перенапряжения осуществляется по номинальному напряжению. Для стороны ВН ПС по [13] выбираются ограничители перенапряжения ОПН-У 110/102.

Внешний вид ограничителей перенапряжения приводится на рисунке 10.

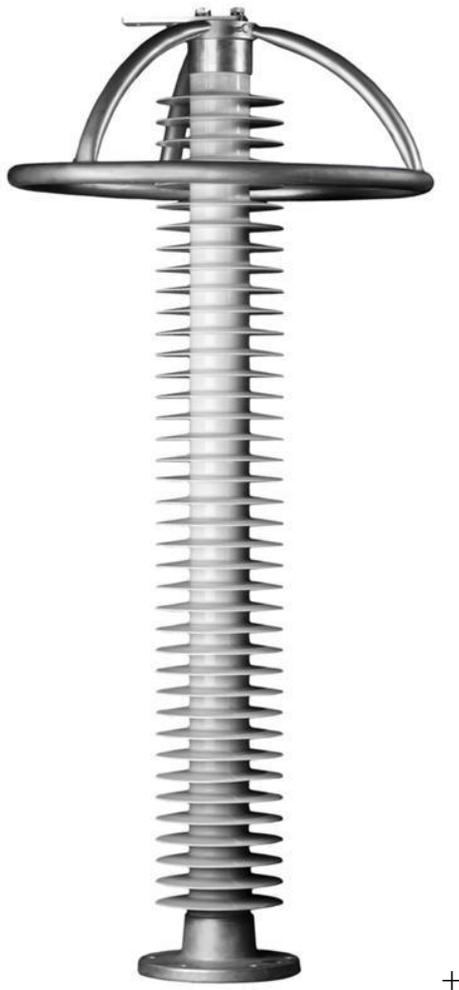


Рисунок 10 – Внешний вид ограничителей перенапряжения 110 кВ

Для преобразования силы тока к значениям, используемым приборами учета и устройствами РЗА, устанавливаются трансформаторы тока. Предварительно выбираются элегазовые фарфоровые трансформаторы тока ТОГФ-110. Расчетные и номинальные параметры для выбора ТТ сведены в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбора трансформаторов тока высокого напряжения

Обозн. на схеме	Марка	Условия выбора	Характеристика	Расчетные параметры
ТА1– ТА4	ТОГФ-110	Кл. точности – 0,5		
		$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$
		$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{рmax} = 183,7 \text{ А}$
		$I^2_{тер.} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I^2_{тер.} \cdot t_{тер} = 26 / 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 5,704 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 126 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,812 \text{ кА}$

Внешний вид выбранных трансформаторов тока представлен на рисунке 11.



Рисунок 11 – Внешний вид трансформаторов тока 110 кВ

Для целей снижения уровня напряжения до значений, используемых в сетях учета и релейной защиты, выбираются трансформаторы напряжения типа ЗНГ-УЭТМ-110 по таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбора ТН-110 кВ

Обозн. на схеме	Марка	Условия выбора	Характеристика	Расчетные параметры
TV1, TV2	ЗНГ-УЭТМ-110	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110 / \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$

Внешний вид трансформаторов напряжения 110 кВ приведен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Внешний вид трансформаторов напряжения

Значения номинальных и послеаварийных токов для стороны 35 кВ по формулам (48) – (49):

$$I_{\text{ном СН}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 288,68 \text{ А,}$$

$$I_{\text{max СН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,35 \text{ А.}$$

Далее производится выбор выключателей 35 кВ.

Предварительно выбираются вакуумные выключатели марки ВВУ – 35 – 40-2000У1. Правильность выбора подтверждена сравнение параметров в таблице 15.

Тепловой импульс на шинах РУ-35 кВ будет равен:

$$B_k = 5,7^2 \cdot (0,4 + 0,0414) = 14,339 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

Таблица 15 – Проверка выбора выключателей 35 кВ

Место установки	Тип оборуд.	Условия выбора	Характеристика	Расчетные параметры
Q4 – Q12	ВВУ – 35 – 40-2000	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 577,35 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$	$I_{\text{откл. н.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{кi}}^{(3)} = 5,7 \text{ кА}$
		$I_{\text{мер.}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_k$	$I_{\text{мер.}}^2 \cdot t_{\text{мер}} =$ $= 40 / 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 14,339 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,343 \text{ кА}$

Внешний вид выбранных выключателей 35 кВ представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 – внешний вид выключателей 35 кВ

Для создания видимого разрыва на стороне 35 кВ предварительно выбираются разъединители РНД-35/1000. Правильность выбора подтверждена в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбора разъединителей 35 кВ

Марка	Условия выбора	Характеристика	Расчетные параметры
РНД – 35/1000	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 577,35 \text{ А}$
	$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 25 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 14,339 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,343 \text{ кА}$

В качестве ограничителей перенапряжения выбираются ОПН/TEL 35/40,5. Выбор осуществлен по номинальному напряжению.

Далее производится выбор измерительных трансформаторов тока 35 кВ.

К установке принимаем трансформаторов тока наружного исполнения ТОЛ-СЭЩ-35. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в табл. 17.

Таблица 17 – Проверка выбора ТТ-35 кВ

Обозн. на схеме	Марка	Условия выбора	Характеристика	Расчетные параметры
ТА5– ТА13	ТОЛ- СЭЩ-35	Кл. точности – 0,5		
		$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$
		$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 577,35 \text{ А}$
		$I^2_{мер.} \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I^2_{мер.} \cdot t_{мер} =$ $= 49 / 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 14,339 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,343 \text{ кА}$

Выбор измерительных трансформаторов напряжения 35 кВ

Результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения сведены в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбора ТН-35 кВ

Обозн. на схеме	Марка	Условия выбора	Характеристика	Расчетные параметры
TV3, TV4	ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 35 / \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$

Расчетные номинальные и послеаварийные токи нагрузок по стороне 6 кВ по формулам (48) – (49):

$$I_{ном \text{ НН}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1683,9 \text{ А,}$$

$$I_{\max \text{ НН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3367,87 \text{ А.}$$

Значения номинальных нагрузок отходящих фидеров по формуле (50):

$$I_{\text{НОМ НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (50)$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП1}} = \frac{1541,618}{\sqrt{3} \cdot 6} = 148,342 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП2}} = \frac{2050,064}{\sqrt{3} \cdot 6} = 197,268 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП3}} = \frac{2824,552}{\sqrt{3} \cdot 6} = 271,793 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НОМ НН ТП4}} = \frac{1623,97}{\sqrt{3} \cdot 6} = 156,267 \text{ А.}$$

Условия выбора и расчетные параметры для вводных и секционной ячейки для выбора вакуумных выключателей по стороне 6 кВ сведены в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбора выключателей 6 кВ

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
Q25, Q26, Q33	ВВУ - СЭЩ10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$
		$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 3367,87 \text{ А}$
		$I_{\text{откл.н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$	$I_{\text{откл. н.}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{кi}}^{(3)} = 25,665 \text{ кА}$
		$I_{\text{мер.}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{мер.}}^2 \cdot t_{\text{мер}} =$ $= 425 \cdot \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 295,075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 66,248 \text{ кА}$

Вакуумные выключатели РИМ ВВ 6-20/1000, с меньшим номинальным током (1000 А) применяются для отходящих фидеров.

На стороне 6 кВ конструктивно применяются ячейки комплектного распределительного устройства с выкатными элементами. Разъединители не применяются.

Ограничители напряжения применяются типа ОПН-РС-6/7,6.

Для целей измерения токов и релейной защиты применяются трансформаторы тока ТШЛ-6 Проверка выбора приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбора ТТ-6 кВ

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТА26, ТА27, ТА33	ТШЛ – 6	Кл. точности – 0,5		
		$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$
		$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{рmax} = 3367,87 \text{ А}$
		$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} =$ $= 45 \cdot 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 295,075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
		$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 66,248 \text{ кА}$

Для реализации функций измерения напряжения в сети, контроля потребления электроэнергии и обеспечения релейной защиты применяются трансформаторы напряжения модели ЗНОЛ.09 – 10.02.

Таблица 21 – Проверка выбора ТН-6 кВ

Место установки	Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
TV5, TV6	ЗНОЛ.09 – 10.02	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 6/\sqrt{3} \cdot \text{кВ}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$

Выбранное оборудование соответствует условиям эксплуатации.

## **3 Расчет и выбор устройств релейной защиты и автоматики**

### **3.1 Выбор устройств и расчет уставок релейной защиты**

Применение устройств релейной защиты по [3] необходимо для обеспечения четкого и своевременного срабатывания выключателей и отключения поврежденных элементов сети до того, как токи короткого замыкания приведут к повреждениям оборудования или выходу энергосистемы из устойчивости.

Грамотный расчет релейной уставок необходим для обеспечения селективности, быстродействия срабатывания защит.

Каждый элемент подстанции 110/35/6 кВ, согласно [6] защищается несколькими видами защит – часть из них – основные, часть резервные.

В современных электроустановках для защиты силовых трансформаторов применяются два основных типа защит: продольная дифференциальная защита, которая контролирует равенство токов во всех фазах, и газовая защита, реагирующая на внутренние повреждения и снижение уровня масла. Методика расчета защит изложена в [15].

Для защиты отходящих линий используется максимальная токовая защита в качестве основной, а в качестве резервной применяется токовая отсечка.

Особое внимание уделяется надежности отключения: при возникновении аварийной ситуации и получении сигнала на отключение от устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) задействуется система УРОВ (устройство резервирования отказа выключателя), которая обеспечивает надежное отключение даже в случае отказа основного выключателя.

В качестве устройств защит применяются микропроцессорные блоки защит отечественного производства, для соблюдения требований импортозамещения.

Они совмещают несколько видов защит в корпусе одного блока, обладают удобным интерфейсом, возможностью применения различных протоколов связи для интеграции с существующими системами телемеханики и передачи данных.

Расчет уставок осуществляется для отходящих фидеров 6 кВ с применением микропроцессорных блоком релейной защиты производства ООО «НТЦ Механотроника» типа БМРЗ.

Ток срабатывания токов отсечки определяется по отстройке от замыканий в «хвосте» линии по таблице (51):

$$I_{ТО с.з.} = k_{отс} \cdot I_{КЗЗ}^{(3)}, \quad (51)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, для учета погрешностей.

$I_{КЗЗ}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в конце защищаемого фидера.

$$I_{КЗЗ}^{(3)} = \frac{U_C}{X_{КЗНН} + x_{0КЛ} \cdot L_{КЛ}}, \quad (52)$$

где  $r_{0КЛ}$  – активное сопротивление кабеля на 1 км протяженности;

$x_{0КЛ}$  – реактивное сопротивление кабеля на 1 км протяженности;

$X_{КЗНН}$  – результирующее сопротивление короткого замыкания на шинах 6 кВ.

Линия ТП 1 длиной 6,5 км выполненная кабелем АПвБП 3×95, тогда:

$$I_{КЗЗ}^{(3)} = \frac{6,6}{0,257 + 0,092 \cdot 6,5} = 7,722 \text{ кА},$$

$$I_{ТО с.з.} = 1,3 * 7,722 = 10,039 \text{ кА}.$$

Результаты расчета значений уставок для срабатывания токовой отсечки отходящих фидеров 6 кВ сведены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет токовой отсечки

Наименование	$L_{кл}$ , км	Марка КЛ	$X_0$ , Ом/км	$I_{кз}$ , кА	$I_{ТОсз}$ , кА
ТП № 1	6,5	АПВБП 3×95	0,092	7,722	10,039
ТП № 2	7,6	АПВБП 3×95	0,092	6,905	8,976
ТП № 3	9,2	АПВБП 3×95	0,092	5,983	7,778
ТП № 4	5,9	АПВБП 3×95	0,092	8,255	10,732

Второй ступенью защиты отходящих фидеров является МТЗ с выдержкой времени. Ток срабатывания МТЗ будет равен по формуле (53):

$$I_{СЗмтз} = \frac{k_{отс} \cdot k_{зан}}{k_{в}} \cdot I_{раб\ max}, \quad (53)$$

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

$k_{зан}$  – коэффициент самозапуска, равный по [10] 2;

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

$I_{раб\ max}$  – максимальный рабочий ток присоединений.

Рабочий ток фидеров, питающих ТП №1 равен 146,859 А.

Ток уставки срабатывания МТЗ будет равен:

$$I_{СЗмтз1} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 148,342 = 374,759 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ по формуле (54) будет равен:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗмин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗМТЗ1}}}, \quad (54)$$

где  $I_{\text{КЗмин}}^{(2)}$  минимальный ток КЗ в конце защищаемого участка.

$$I_{\text{КЗмин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ3}}^{(3)}, \quad (55)$$

$$I_{\text{КЗмин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,722 = 6,688 \text{ кА},$$

$$k_{\text{Ч}} = \frac{6688}{374,759} = 17,85.$$

Расчет уставок приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет уставок МТЗ с выдержкой времени

Наименование	$I_{\text{раб макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{МТЗ СЗ}}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ3}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{КЗмин}}^{(2)}, \text{ кА}$	$K_{\text{Ч}}$
ТП № 1	148,342	374,759	7,722	6,688	17,85
ТП № 2	197,268	498,360	6,905	5,980	12,00
ТП № 3	271,793	686,634	5,983	5,182	7,55
ТП № 4	156,267	394,779	8,255	7,149	18,11

В соответствии с ПУЭ, коэффициент чувствительности должен быть более 2, следовательно защиты выбраны верно.

### 3.2 Выбор устройств мониторинга подстанции

Для обеспечения надежной работы подстанции и предотвращения аварийных ситуаций необходимо осуществлять мониторинг технического состояния оборудования. На основании анализа диаграммы повреждений, представленной на рисунке 14, можно сделать следующие выводы:

Наибольшая доля повреждений приходится на высоковольтные вводы (30%), что указывает на их уязвимость и необходимость усиленного контроля.

Коммутационные устройства составляют 29% повреждений, что также требует внимания.

Остальные элементы, такие как обмотки (9%), бак (7%), отводы (6%), магнитопровод (1%) и изоляция (18%), имеют меньшую долю повреждений, но их состояние также важно для общей надежности системы.

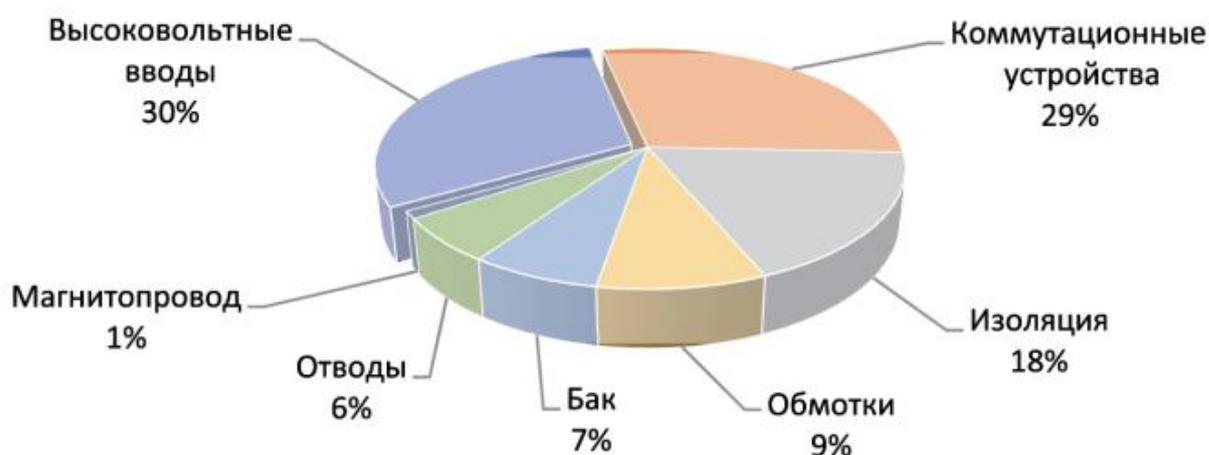


Рисунок 14 – Статистика повреждаемости оборудования ПС

Учитывая высокую долю повреждений высоковольтных вводов, рекомендуется внедрить системы мониторинга их состояния, включая измерение температуры, уровня масла и состояния изоляции.

Для коммутационных устройств целесообразно использовать датчики положения контактов, температуры и вибрации.

Контроль обмоток и изоляции требует применения методов диагностики, таких как измерение сопротивления и тангенса угла диэлектрических потерь.

Для качественной диагностики состояния оборудования требуется:

- установка датчиков температуры для высоковольтных вводов и обмоток;

- внедрение систем ультразвукового контроля для выявления дефектов изоляции;
- использование вибрационных датчиков для мониторинга состояния коммутационных устройств;
- применение систем анализа газов в масле для раннего обнаружения неисправностей трансформаторов.

Таким образом, для обеспечения надежной и безопасной работы подстанции необходимо внедрить комплексную систему мониторинга, учитывающую особенности каждого элемента оборудования.

Более подробно рассматривается система комплексного мониторинга состояния трансформаторов, представленная на рисунке 15.

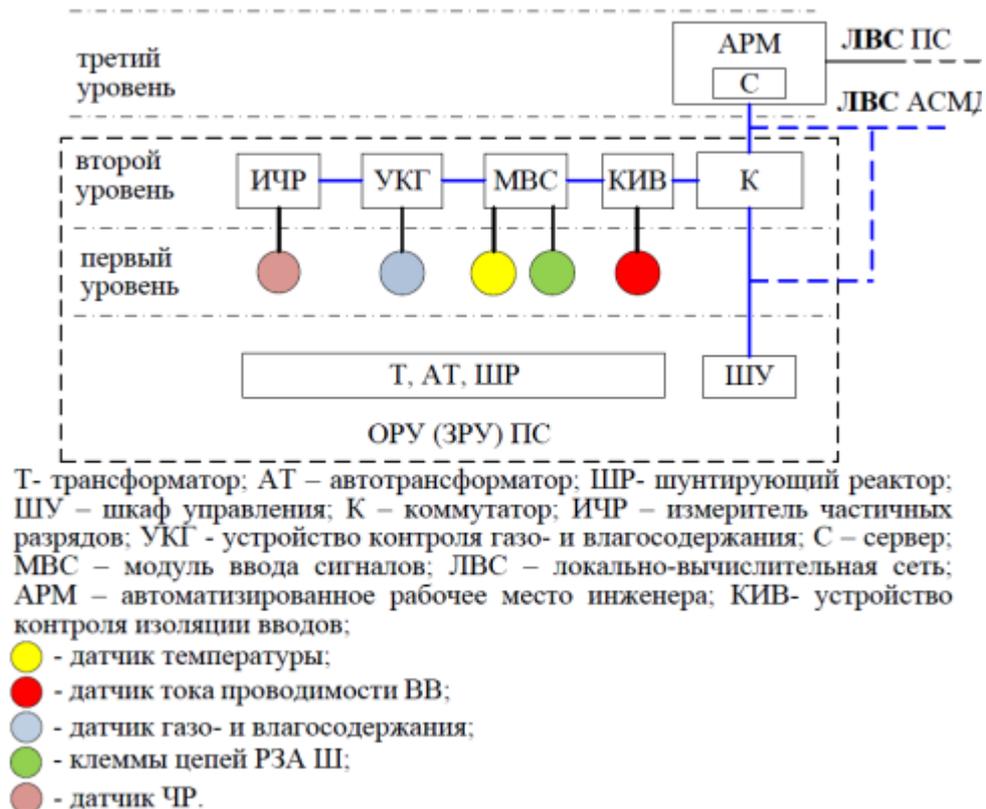


Рисунок 15 – Система комплексного мониторинга трансформаторов

Система комплексного мониторинга состояния силового трансформатора включает несколько уровней и компонентов, которые

обеспечивают сбор, обработку и анализ данных о состоянии оборудования.

Рассмотрим основные элементы системы:

Первый уровень включает в себя следующие элементы, такие как датчики тока проводимости, датчики газо- и влагосодержания, клеммы цепей РЗА ШУ, измерители частичных разрядов, устройства контроля газо- и влагосодержания.

Эти датчики собирают первичные данные о состоянии трансформатора.

Второй уровень состоит из модулей ввода сигналов, которые обрабатывают данные с датчиков и коммутатора, обеспечивающего передачу данных на следующий уровень.

Третий уровень состоит из локально-вычислительной сети и передает данные на сервер и автоматизированное рабочее место инженера.

Сервер и АРМ используются для анализа данных, мониторинга и принятия решений.

Преимущества системы состоят в комплексном подходе: мониторинг всех ключевых параметров оборудования, минимизация человеческого фактора и повышение точности данных, возможность предотвращения аварийных ситуаций.

## Заключение

Понизительная трансформаторная подстанция является основным элементом электроэнергетической системы, которая преобразует и распределяет электрическую энергию.

В рамках выполнения ВКР была рассмотрена подстанция ПС 110/35/6 кВ «Комсомольская», которая на текущий момент существенно устарела, оснащения старым оборудованием, отработавшим свой ресурс.

Для повышения надежности электроснабжения в рамках выполнения ВКР разработаны мероприятия по реконструкции ПС. Для этого определены расчетные электрические нагрузки по сторонам 6 кВ, 35 кВ и 110 кВ. Полученные значения послужили основой для расчёта токов в нормальных и послеаварийных режимах, которые были использованы для выбора номинальных токов коммутационных аппаратов и расчета экономического сечения проводников.

В работе рассчитаны токи коротких замыкания на распределительных устройствах 110, 35 и 6 кВ. Все выбранное оборудование проверено на соответствие тока КЗ по термической стойкости и электродинамической стойкости.

Для быстрого и селективного отключения поврежденного оборудования, выбраны устройства релейной защиты, выполненные в виде микропроцессорных блоков производства Российской компании ООО «НТЦ Механтороника». В третьем разделе ВКР определены значения уставок для защит отходящих фидеров 6 кВ.

В рамках выполнения ВКР разработан проект реконструкции ПС 110/35/6 кВ с заменой коммутационных аппаратов, измерительных приборов, устройств релейной защиты на новые современные и надежные устройства, что позволило существенно повысить надежность электроснабжения потребителей электрической энергии.

## Список используемых источников

1. Викулова Ю.В. Сравнительный анализ использования вакуумных и элегазовых силовых выключателей в 6-10 кВ. Сборник трудов по материалам V Всероссийской научно-технической конференции. 2019. №5. С. 30-33.
2. Гусакин А. А. Надежность коммутационного оборудования, силовых выключателей класса 6-10 кВ // Сборник статей по материалам V-VI международной науч. 2018. С. 106-112.
3. Долбилова Е. Г. Основные направления развития систем релейной защиты и автоматики, проблемы и недостатки в микропроцессорной защите. материалы Всероссийской молодежной научно практической конференции. 2012. С. 101-105.
4. Единая техническая политика в электросетевом комплексе ПАО «Россети». М.: 2020. 392 с.
5. Кудряшов Р.А. Расчет электрических нагрузок в нефтегазодобыче: учебное пособие для обучающихся по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника. Тюмень : ТИУ, 2016. 95 с.
6. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / М.А. Мельников; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во ТПУ, 2008. 218 с.
7. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник. Учебное пособие. М.: ИНФРА-М. 2006. 480 с.
8. Положение ПАО «Россети» О единой технической политике в электросетевом комплексе. М.: изд-во Россити, 2023. 80 с.
9. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы 6 и 7 изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 августа 2008 года) [Текст] – Москва: КНОРУС, 2009. 487 с.
10. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания : СТО ДИВГ-059-2017 / Стандарт организации :

утвержден Приказом Генерального директора ООО «НТЦ «Механотроника» № 112 от 23.03.2018. – Санкт-Петербург : Бюро стандартизации и технической документации, 2017. 74 с.

11. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов: ГОСТ 14209-97 / Межгосударственный стандарт от 02.04.2001 N 158-ст : М.: Стандартиформ, 2009. 76 с.

12. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98: утв. ОАО РАО «ЕЭС России» 23.03.1998. Москва : МЭИ, 1998.

13. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования /Под ред. Ю. Г. Барыбина. М.: ЭНАС, 1991. 259 с.

14. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. ГОСТ Р 59279-2020. Национальный стандарт Российской Федерации : утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 декабря 2020 г. № 1375-ст. М.: Стандартиформ. 2021. 150 с.

15. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания : СТО ДИВГ-055-2013 / Стандарт организации : утвержден Приказом Генерального директора ООО «НТЦ «Механотроника» № 306-УК от 29.11.2013 : – Санкт-Петербург : Бюро стандартизации и технической документации, 2013. 58 с.

16. Трансформаторы силовые. Общие технические условия : ГОСТ Р 52719-2007 / Национальный стандарт : утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 апреля 2007 г. N 60-ст. Москва : Стандартиформ, 2009. 68 с.

17. Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92. М.: Энергоатомиздат, 1992. 63 с.

18. Цифровая электрическая сеть. Требования к технологическому проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220

кВ. СТО 34.01-21-005-2019 : утв. Приказом ПАО РОССЕТИ 29.03.2019. М.: 2019. 96 с.

19. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Д.Л. Файбисович. – М.: Энас, 2006. 320 с.

20. Шеховцев В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методические пособия для курсового проектирования 2-е изд.– М.: ИНФРА-М, 2010. 214 с.