

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 220/110/35 кВ «Ухта»

Обучающийся

Е. А. Тестов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О. В. Самолина

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

Тольятти 2024

## Аннотация

«В работе разработан проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» городского поселения Сосногорск Республики Коми. Кроме того, на данной подстанции проведена модернизация основного силового оборудования распределительных устройств, а также устройств релейной защиты и автоматики» [17].

В работе решены следующие основные задачи:

- проведён анализ исходных данных на выполнение работы, включая анализ исходных технических данных по электроснабжению потребителей подстанции, а также анализ данных новых потребителей, которые планируется запитать от подстанции в связи с увеличением нагрузки;
- осуществлён расчёт электрических нагрузок подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» с учётом новой нагрузки потребителей;
- выбраны рациональные мощности и число силовых трансформаторов, которые будут обеспечивать показатели надёжности и бесперебойности на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»;
- рассчитаны значения токов короткого замыкания;
- осуществлён выбор и проверки электрических проводников, аппаратов, а также системы релейной защиты подстанции;
- рассчитаны молниезащита и заземление на подстанции.

## Содержание

|                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение .....                                                             | 4  |
| 1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции ..... | 7  |
| 1.1 Исходная характеристика схемы и оборудования подстанции .....          | 7  |
| 1.2 Обоснование необходимости реконструкции подстанции .....               | 13 |
| 2 Расчёт электрических нагрузок подстанции .....                           | 17 |
| 3 Проверка силовых автотрансформаторов подстанции .....                    | 21 |
| 4 Расчёт токов короткого замыкания .....                                   | 25 |
| 5 Выбор и расчёт электрических аппаратов и проводников .....               | 31 |
| 5.1 Выбор и проверка проводников .....                                     | 31 |
| 5.2 Модернизация распределительных устройств подстанции .....              | 35 |
| 5.3 Выбор и проверка электрических аппаратов .....                         | 42 |
| 6 Выбор устройств системы релейной защиты и автоматики .....               | 48 |
| 7 Расчёт заземления и молниезащиты подстанции .....                        | 51 |
| 7.1 Расчёт заземления подстанции .....                                     | 51 |
| 7.2 Расчёт молниезащиты подстанции .....                                   | 56 |
| Заключение .....                                                           | 61 |
| Список используемой литературы и используемых источников .....             | 65 |

## **Введение**

Известно, что реконструкция понизительных трансформаторных подстанций в энергосистеме Российской Федерации является актуальной задачей, которая имеет ключевое значение для обеспечения надёжности и эффективности электроснабжения в условиях современных экономических и технологических вызовов. Важность этого процесса обусловлена необходимостью адаптации существующей инфраструктуры к новым требованиям и стандартам, связанным с ростом энергопотребления, изменением структуры производства и распределения электроэнергии, а также внедрением новых технологий.

Сегодня энергосистема Российской Федерации сталкивается с множеством вызовов, связанных с износом оборудования, устареванием технологий и увеличением нагрузки.

Понизительные трансформаторные подстанции, являясь ключевыми элементами в процессе преобразования и распределения электроэнергии, играют центральную роль в обеспечении стабильности и надёжности электроснабжения. Однако многие из этих подстанций были построены несколько десятилетий назад, и их техническое состояние не всегда соответствует современным требованиям. Данный фактор приводит к повышенному риску аварий, снижению эффективности работы сетей и увеличению эксплуатационных затрат.

Актуальность реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы также обусловлена необходимостью модернизации существующих подстанций для поддержания их работоспособности в условиях роста энергопотребления и усложнения производственных процессов. Таким образом, в условиях роста потребностей в электроэнергии, реконструкция понизительных трансформаторных подстанций становится важным шагом для обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией всех категорий потребителей.

Известно, что особенности реконструкции подстанций заключаются в необходимости интеграции современных технологий и оборудования в существующую инфраструктуру, что требует тщательного планирования и анализа.

Важно учитывать, что при реконструкции необходимо обеспечить минимальные перерывы в электроснабжении потребителей, что требует применения передовых методов организации работ и тщательного координирования всех этапов процесса.

Ещё одной особенностью является необходимость адаптации подстанций к изменяющимся условиям эксплуатации. В условиях быстрого развития технологий и увеличения требований к качеству и надёжности электроснабжения, реконструкция должна учитывать перспективные нагрузки и возможности дальнейшего роста энергосистемы.

Кроме того, реконструкция понизительных трансформаторных подстанций имеет важное значение для обеспечения устойчивости и надёжности всей энергосистемы страны. В условиях, когда энергетическая инфраструктура подвергается значительным нагрузкам, вызванным как внутренними, так и внешними факторами, модернизация подстанций позволяет снизить риск аварийных ситуаций и обеспечить стабильную работу сетей.

Данный факт, в свою очередь, способствует повышению энергетической безопасности страны, улучшению качества жизни населения и поддержанию конкурентоспособности российской экономики.

Экономический аспект также играет важную роль в процессе реконструкции.

Модернизация оборудования и повышение энергоэффективности подстанций позволяют значительно сократить эксплуатационные расходы и потери энергии, что способствует улучшению общих экономических показателей энергосистемы.

Таким образом, реконструкция понизительных трансформаторных подстанций в энергосистеме Российской Федерации является важной и актуальной задачей, которая требует комплексного подхода и учёта множества факторов.

Успешная реализация проектов по реконструкции подстанций способствует повышению общей надёжности энергосистемы, снижению эксплуатационных затрат и созданию условий для долгосрочного устойчивого развития российской экономики.

Основной целью работы является разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» городского поселения Сосногорск Республики Коми.

Установлено, что данная реконструкция обусловлена подключением новой нагрузки потребителей нефтяного месторождения, которое планируется ввести в работу в 2025 году.

Кроме того, на данной подстанции необходимо провести модернизацию основного силового оборудования распределительных устройств, а также устройств релейной защиты и автоматики.

«Объектом исследования является электрическая часть понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта».

Предметом исследования являются показатели надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности электрической части понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» в результате внедрения мероприятий» [17] по её реконструкции.

Таким образом, в результате решения поставленных основных задач, ожидается разработка рационального, надёжного и безопасного проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта».

# **1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции**

## **1.1 Исходная характеристика схемы и оборудования подстанции**

Объектом исследования в данной работе выступает понизительная подстанция 220/110/35 кВ «Ухта», которую необходимо реконструировать в связи с увеличением нагрузки потребителей нефтяного месторождения, которое планируется ввести в работу в 2025 году.

На первом этапе работы для решения поставленных задач, приводится исходная характеристика схемы и оборудования подстанции.

Понизительная подстанция 220/110/35 кВ «Ухта» (далее – ПС-220/110/35 кВ «Ухта») расположена в городском поселении Сосногорск Республики Коми [17].

Данная подстанция является очень важной в регионе, так как обеспечивает электроэнергией многочисленные промышленные и бытовые потребители.

Также она является важнейшим узлом резервирования мощности в регионе.

Расположение ПС-220/110/35 кВ «Ухта» на карте местности городского поселения Сосногорск Республики Коми представлено на рисунке 1.

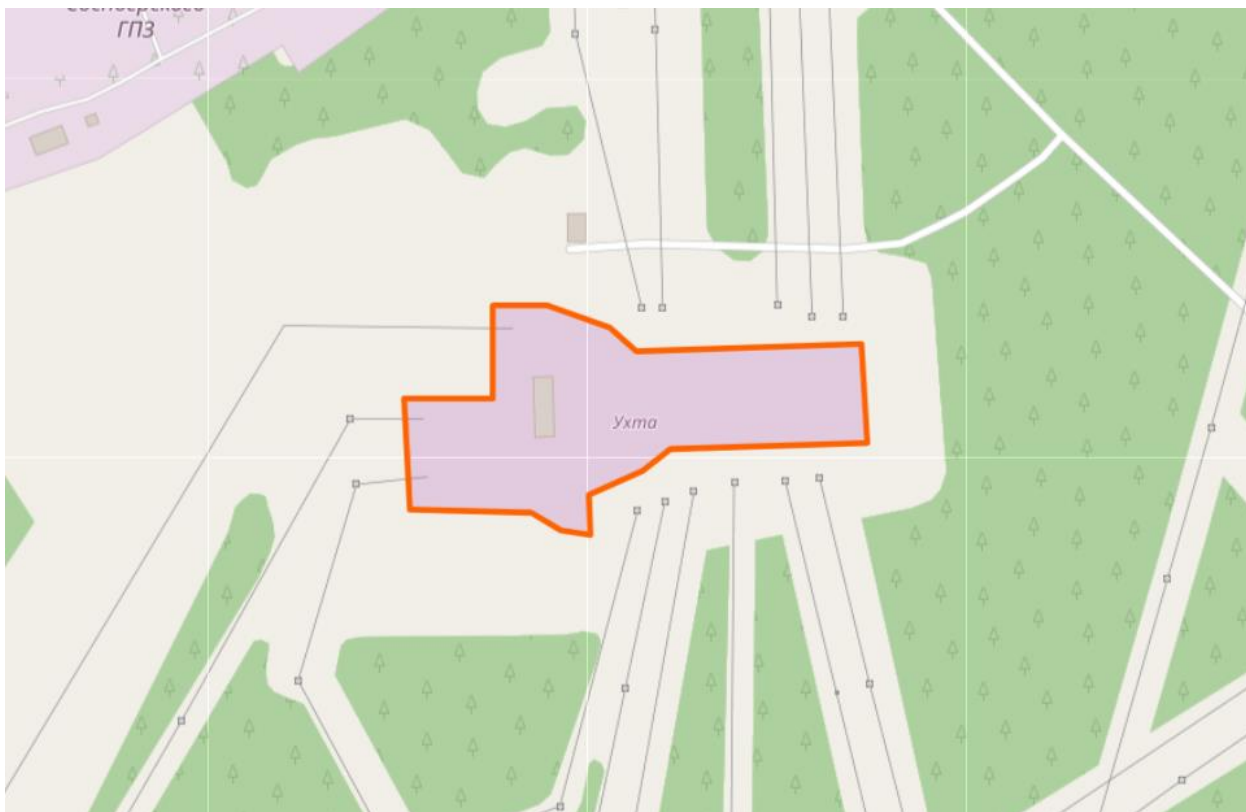


Рисунок 1 – Расположение ПС-220/110/35 кВ «Ухта» на карте местности городского поселения Сосногорск Республики Коми

В результате проведения анализа исходных данных, было установлено, что понизительная подстанция 220/110/35 кВ «Ухта» является узловой подстанцией энергосистемы.

Она получает питание от энергосистемы по трём линиям напряжением 220 кВ [9]:

- питающая линия 1 (ввод 1, 220 кВ): воздушная линия «Зеленоборск – Ухта»;
- питающая линия 2 (ввод 2, 220 кВ): воздушная линия «Синдор – Ухта»;
- питающая линия 3 (ввод 1, 220 кВ): воздушная линия «Микунь – Ухта» (в случае дефицита мощности, может использоваться как транзитная линия 220 кВ «Ухта – Микунь»).

Первые две питающие линии 220 кВ всегда включены, питающая линия 3 включается в случае необходимости (в нормальном режиме отключена).

Таким образом, в схеме подстанции присутствует необходимый и достаточный уровень резервирования на питающем напряжении 220 кВ, с возможностью обратного транзита электроэнергии в энергетическую систему региона.

План расположения питающих и отходящих линий на ПС-220/110/35 кВ «Ухта» представлен на рисунке 2.

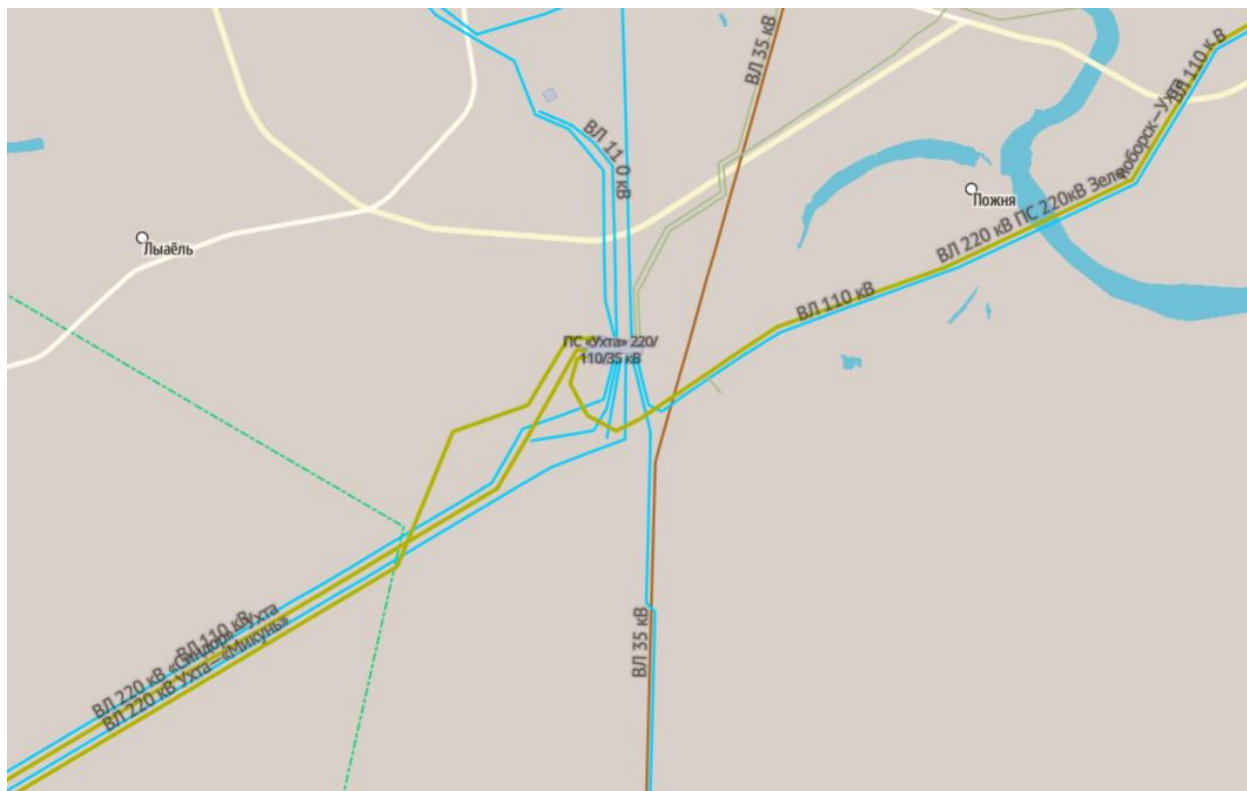


Рисунок 2 – План расположения питающих и отходящих линий на ПС-220/110/35 кВ «Ухта»

Рассматривается общая структура объекта реконструкции.

Структура подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» включает в себя оборудование, которое обеспечивает приём электроэнергии на номинальном напряжении 220 кВ и дальнейшее понижение до уровней 110 кВ и 35 кВ для соответствующего распределения между конечными потребителями.

Данный факт позволяет снабжать электроэнергией все промышленные и бытовые объекты, а также осуществлять транзит мощности в энергосистему в случае её дефицита (по транзитной линии 220 кВ «Ухта – Микунь»).

Известно, что техническое оснащение подстанции включает высоковольтные вводы, силовые трансформаторы, распределительные устройства и защитное оборудование, каждый элемент которого выполняет критически важные функции для обеспечения бесперебойности и безопасности энергоснабжения.

В связи с тем, что подавляющее большинство новых потребителей, которые планируется запитать от подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», относятся к 1 и 2 категориям надёжности, рекомендуется на всех ступенях трансформации применять два ввода.

Структурная схема реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» показана на графическом листе 1.

Таким образом, исходя из структурной схемы, на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» находится следующее оборудование:

- для приёма и распределение электроэнергии на подстанции «присутствуют три распределительных устройства (высшего напряжения – РУ ВН, 220 кВ, среднего напряжения – РУ СН, 110 кВ и низшего напряжения – РУ НН – 35 кВ);
- для понижения напряжения с 220 кВ до 110 кВ и 35 кВ установлены два силовых автотрансформатора марки АТДЦТН-125000/220/110-У1 классами напряжений 220/110/35 кВ» [17] (состояние – после капитального ремонта в 2022 году).

Конструктивное исполнение и техническое состояние оборудования распределительных устройств подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» следующее:

- РУ ВН, 220 кВ – выполнено по схеме 220-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», открытого типа, установлены следующие коммутационные и защитные аппараты: «выключатели высокого напряжения марки ВМТ-220Б-25/1250 (со встроенными трансформаторами тока), разъединители марки» [17] РДЗ 2-220/1000, трансформаторы напряжения марки НКФ-220-58 У1, ограничители перенапряжения марки ОПН-П/ЗЭУ-220/176/10;

- РУ СН, 110 кВ – выполнено по схеме 110-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», открытого типа, установлены следующие коммутационные и защитные аппараты: «выключатели высокого напряжения марки ВМТ-110Б-25/1250 (со встроенными трансформаторами тока), разъединители марки» [17] РДЗ 1(2)-110/1000, трансформаторы напряжения марки НКФ-110-83 У1, ограничители перенапряжения марки ОПН-110 ПН УХЛ1;
- РУ НН, 35 кВ – выполнено по схеме 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», открытого типа, «установлены следующие коммутационные и защитные аппараты: выключатели высокого напряжения марки С-35М-630 (со встроенными трансформаторами тока), разъединители марки РДЗ 1(2)-35/1000, трансформаторы напряжения марки ЗНОМ-35, ограничители перенапряжения марки ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ1» [17].

Также в работе рассматриваются исходные данные потребителей подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» (включая существующие и новые линии к месторождению нефти).

В результате проведения анализа установлено, что к потребителям реконструируемой подстанции относятся существующие и новые промышленные и бытовые объекты, которые имеют различную проектную мощность и категории надёжности, поэтому их рационально запитать на напряжениях 110 кВ и 35 кВ реконструируемой подстанции.

Также установлено, что схемы электрических соединений всех РУ отвечают требованиям по надёжности, экономичности и бесперебойности электроснабжения.

«Исходные данные потребителей реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», включая новые потребители месторождения нефти» [17], представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные потребителей реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», включая новые потребители месторождения нефти

| Наименование присоединения                                   | $P_{м.}$ , кВт | Категория надёжности | Новая/существующая  |
|--------------------------------------------------------------|----------------|----------------------|---------------------|
| Нагрузка 110 кВ                                              |                |                      |                     |
| СШ1-110 кВ                                                   |                |                      |                     |
| ООО «Лукойл Ухтанефтепереработка»-1                          | 15500          | 1                    | Существующая        |
| Ухта-1                                                       | 15000          | 1,2                  | Существующая        |
| Сосногорск-1                                                 | 10000          | 1,2                  | Существующая        |
| Сосногорский ГПЗ-1                                           | 10500          | 1                    | Существующая        |
| Месторождение-1                                              | 15000          | 1                    | Новая               |
| Т1 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)                              | 15500          | 1,2                  | Новая, существующая |
| Всего по СШ 110 кВ                                           | 81500          | 1,2                  | Новая, существующая |
| СШ2-110 кВ                                                   |                |                      |                     |
| ООО «Лукойл Ухтанефтепереработка»-2                          | 15500          | 1                    | Существующая        |
| Ухта-2                                                       | 15000          | 1,2                  | Существующая        |
| Сосногорск-2                                                 | 10000          | 1,2                  | Существующая        |
| Сосногорский ГПЗ-2                                           | 10500          | 1                    | Существующая        |
| Месторождение-2                                              | 15000          | 1                    | Новая               |
| Т2 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)                              | 15500          | 1,2                  | Новая, существующая |
| Всего по СШ2-110 кВ                                          | 81500          | 1,2                  | Новая, существующая |
| Всего нагрузки 110 кВ                                        | 163000         | 1,2                  | Новая, существующая |
| Нагрузка 35 кВ                                               |                |                      |                     |
| СШ1-35 кВ                                                    |                |                      |                     |
| КС НТК-3-1                                                   | 5000           | 1                    | Существующая        |
| Пожня-1                                                      | 5500           | 2                    | Существующая        |
| Всего по СШ1-35 кВ                                           | 10500          | 1,2                  | Существующая        |
| СШ2-35 кВ                                                    |                |                      |                     |
| КС НТК-3-2                                                   | 5000           | 1                    | Существующая        |
| Пожня-2                                                      | 5500           | 2                    | Существующая        |
| Всего по СШ2-35 кВ                                           | 10500          | 1,2                  | Существующая        |
| Всего нагрузки 35 кВ                                         | 21100          | 1,2                  | Существующая        |
| Всего нагрузки ТП-220/110/35 кВ «Ухта» (вводные шины 220 кВ) | 184100         | 1,2                  | Новая, существующая |

В результате проведения анализа потребителей понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», установлено, что к существующей системе электроснабжения данной подстанции необходимо подключить две новые линии 110 кВ, питающие потребители месторождения нефти, установленной мощностью по 15000 кВт каждая (всего – 30000 кВт).

Указанные линии относятся к первой категории надёжности потребителей.

## 1.2 Обоснование необходимости реконструкции подстанции

Ранее в работе было установлено, что на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» необходимо ввести в эксплуатацию две новых линии 110 кВ, питающие потребители месторождения нефти, установленной мощностью по 15000 кВт каждая (всего – 30000 кВт).

Указанные линии относятся к первой категории надёжности потребителей.

В связи с этим, необходимо провести реконструкцию РУ-110 кВ, выделив дополнительно два новых присоединения.

Кроме того, в результате проведения анализа схемных решений и технического состояния оборудования всех РУ, находящихся на ПС-220/110/35 кВ «Ухта», было установлено следующее:

- все схемные решения на подстанции соответствуют нормативным требованиям по надёжности, экономичности и бесперебойности электроснабжения, поэтому в реконструкции не нуждаются;
- учитывая устаревшее оборудование, находящееся в РУ-220 кВ, 110 кВ и 35 кВ на подстанции, предложено заменить его на новые современные модификации;
- предлагается выбрать новые типы РУ с соответствующими ячейками (на данный период все они выполнены открытыми, что не соответствует современным требованиям);
- предлагается провести модернизацию вторичных цепей, а именно, релейной защиты (РЗ) подстанции, выполнив замену устаревших типов РЗ на новые современные модификации.

Таким образом, для применения на сторонах РУ ВН, 220 кВ, РУ СН, 110 кВ и РУ НН, 35 кВ реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», окончательно принята схема электрических соединений «Одна секционированная система шин» с тремя (220 кВ) или двумя (110 кВ и 35 кВ)

независимыми вводами, которая наиболее рациональна для применения на данном объекте.

Известно, что основными техническими и экономическими преимуществами такой схемы является:

- экономичность;
- надёжность;
- бесперебойность электроснабжения;
- простота в управлении и эксплуатации.

Данная схема включает в себя одну систему шин, которая разделена на две равноценные рабочие секции с использованием разъединителей и выключателей.

Основным достоинством такой схемы является обеспечение надёжности электроснабжения при относительной простоте конструкции и управления.

Одним из основных преимуществ данной схемы является её относительная простота в эксплуатации и управлении.

Конструкция с одной системой шин, разделённой на секции, позволяет легко осуществлять переключение и обслуживание оборудования, что особенно важно для минимизации времени простоя и предотвращения аварийных ситуаций.

В случае необходимости проведения ремонтных работ или обслуживания отдельных элементов системы можно отключить одну секцию шин без необходимости полного отключения подстанции.

Данный аспект обеспечивает высокую гибкость в управлении энергоснабжением и снижает риски потерь электроэнергии.

«Следовательно, в работе для достижения поставленной основной цели предлагается провести реконструкцию схемы электрических соединений» [17] РУ-110 кВ, а также полную модернизацию типов, ячеек и оборудования всех РУ с учётом замены РЗА.

Все предложения необходимо подтвердить расчётным путём в работе далее.

Выводы по разделу.

Установлено, что объектом исследования в данной работе выступает понизительная подстанция 220/110/35 кВ «Ухта», которую необходимо реконструировать в связи с увеличением нагрузки потребителей нефтяного месторождения, которое планируется ввести в работу в 2025 году.

Проведён анализ исходных технических данных по реконструируемой подстанции.

Установлено, что рассматриваемая подстанция является узловой в системе электроснабжения региона, играя важнейшую роль в резервировании мощностей.

Определено, что подавляющее большинство потребителей, которые получают питание от подстанции, относятся к 1 и 2 категориям надёжности.

Детально рассмотрена структурная схема реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», описано техническое состояние оборудования.

Установлено, что на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» необходимо ввести в эксплуатацию две новых линии 110 кВ, питающие потребители месторождения нефти, установленной мощностью по 15000 кВт каждая (всего – 30000 кВт).

Указанные линии относятся к первой категории надёжности потребителей.

В связи с этим, необходимо провести реконструкцию РУ-110 кВ, выделив дополнительно два новых присоединения.

Кроме того, в результате проведения анализа схемных решений и технического состояния оборудования всех РУ, находящихся на ПС-220/110/35 кВ «Ухта», было установлено следующее:

- все схемные решения на подстанции соответствуют нормативным требованиям по надёжности, экономичности и бесперебойности электроснабжения, поэтому в реконструкции не нуждаются;

- учитывая устаревшее оборудование, находящееся в РУ-220 кВ, 110 кВ и 35 кВ на подстанции, предложено заменить его на новые современные модификации;
- предлагается выбрать новые типы РУ с соответствующими ячейками (на данный период все они выполнены открытыми, что не соответствует современным требованиям);
- предлагается провести модернизацию вторичных цепей, а именно, релейной защиты (РЗ) подстанции, выполнив замену устаревших типов РЗ на новые современные модификации.

Установлено, что для применения на сторонах РУ ВН, 220 кВ, РУ СН, 110 кВ и РУ НН, 35 кВ реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», окончательно принята схема электрических соединений «Одна секционированная система шин» с тремя (220 кВ) или двумя (110 кВ и 35 кВ) независимыми вводами, которая наиболее рациональна для применения на данном объекте.

## **2 Расчёт электрических нагрузок подстанции**

Известно, что расчёт электрических нагрузок на понизительной трансформаторной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми является важнейшим этапом требуемой реконструкции.

Установлено, что схему РУ-110 кВ понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» необходимо реконструировать в связи с увеличением нагрузки потребителей нефтяного месторождения, которое планируется ввести в работу в 2025 году. Таким образом, на подстанции увеличивается не только нагрузка РУ-110 кВ, но и изменяются показатели нагрузочной способности силовых трансформаторов и питающих линий на напряжениях 220 кВ и 110 кВ, а также параметры для расчёта токов короткого замыкания и выбора основного оборудования.

Как ранее было сказано, узловая понизительная трансформаторная подстанция 220/110/35 кВ «Ухта» является ключевым звеном в цепочке электроснабжения энергосистемы, и её способность справляться с текущими и перспективными нагрузками определяет общую устойчивость всего региона.

Актуальность данного расчёта обусловлена необходимостью обеспечения надёжного и безопасного электроснабжения, оптимизации затрат на электроэнергию и обеспечения долгосрочной устойчивости энергосистемы Республики Коми. Точный и обоснованный расчёт нагрузок позволяет избежать аварийных ситуаций, снизить эксплуатационные расходы и обеспечить стабильное развитие Республики Коми в условиях растущих требований к качеству и надёжности электроснабжения.

Ошибки и большие погрешности в расчётах могут привести к значительным продолжительным перегрузкам, на которые не рассчитано оборудование, что в свою очередь повлечёт за собой частые аварийные отключения, снижение качества электроэнергии и увеличенные эксплуатационные расходы. Также расчёт электрических нагрузок на подстанции позволяет оптимизировать её работу, что важно с точки зрения

энергоэффективности. Таким образом, на рассматриваемой понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» увеличивается нагрузка, расчёт которой в дальнейшем поможет выбрать правильные технические решения для применения на данном объекте (включая модернизацию устаревшего оборудования во всех РУ, а также их ячейек).

«Максимальная расчётная активная нагрузка для каждого присоединения подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» с учётом соответствующего коэффициента спроса, кВт» [10]:

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

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

$K_c$  – значение коэффициента спроса» [10]. При проектировании нового объекта принимается значение  $K_c = 1$ .

«Максимальная расчётная полная нагрузка для каждого присоединения подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» с учётом соответствующих коэффициентов спроса и мощности, кВА» [10]:

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

«Максимальная расчётная реактивная нагрузка» [10] для каждого присоединения подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» с учётом соответствующего коэффициента спроса, квар, вычисляется так:

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

«Максимальная групповые расчётные нагрузки подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» (соответственно, активная, реактивная и полная)» [10]:

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

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

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

«Значение расчётного тока на всех звеньях цепи подстанции» [7]:

$$I_{p.} = \frac{S_{p.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.}}, \quad (7)$$

где « $U_{н.}$  – номинальное напряжение ступени трансформации подстанции» [7], на которой определяется расчётное значение тока, кВ.

«На примере первого присоединения напряжением 110 кВ (ООО «Лукойл Ухтанефтепереработка»-1) подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»» [10] по (1) – (3) и (7):

$$P_p = 15500 \cdot 1 = 15500 \text{ кВт},$$

$$S_p = \frac{15500}{0,928} = 16700 \text{ кВА},$$

$$Q_p = \sqrt{16700^2 - 15500^2} = 6200 \text{ квар},$$

$$I_{p.} = \frac{16700}{\sqrt{3} \cdot 110} = 87,7 \text{ А}.$$

Результаты расчёта электрических нагрузок на «понижительной трансформаторной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми» [10], представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок на понизительной трансформаторной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми

| Наименование присоединения                     | P <sub>р</sub> ,<br>кВт | Q <sub>р</sub> ,<br>квар | S <sub>р</sub> ,<br>кВА | I <sub>р</sub> ,<br>А |
|------------------------------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------------|
| СШ1-110 кВ                                     |                         |                          |                         |                       |
| ООО «Лукойл Ухтанефтепереработка»-1            | 15500                   | 6200                     | 16700                   | 87,7                  |
| Ухта-1                                         | 15000                   | 6000                     | 16200                   | 85,0                  |
| Сосногорск-1                                   | 10000                   | 4000                     | 10800                   | 56,7                  |
| Сосногорский ГПЗ-1                             | 10500                   | 4200                     | 11300                   | 59,3                  |
| Месторождение-1                                | 15000                   | 6000                     | 16200                   | 85,0                  |
| T1 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)                | 15500                   | 6200                     | 16700                   | 87,7                  |
| Всего по СШ 110 кВ                             | 81500                   | 32600                    | 87800                   | 460,8                 |
| СШ2-110 кВ                                     |                         |                          |                         |                       |
| ООО «Лукойл Ухтанефтепереработка»-2            | 15500                   | 6200                     | 16700                   | 87,7                  |
| Ухта-2                                         | 15000                   | 6000                     | 16200                   | 85,0                  |
| Сосногорск-2                                   | 10000                   | 4000                     | 10800                   | 56,7                  |
| Сосногорский ГПЗ-2                             | 10500                   | 4200                     | 11300                   | 59,3                  |
| Месторождение-2                                | 15000                   | 6000                     | 16200                   | 85,0                  |
| T2 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)                | 15500                   | 6200                     | 16700                   | 87,7                  |
| Всего по СШ2-110 кВ                            | 81500                   | 32600                    | 87800                   | 460,8                 |
| Всего нагрузки 110 кВ                          | 163000                  | 65200                    | 175600                  | 921,7                 |
| СШ1-35 кВ                                      |                         |                          |                         |                       |
| КС НТК-3-1                                     | 5000                    | 2000                     | 5400                    | 89,1                  |
| Пожня-1                                        | 5500                    | 2200                     | 5900                    | 97,3                  |
| Всего по СШ1-35 кВ                             | 10500                   | 4200                     | 11300                   | 186,4                 |
| СШ2-35 кВ                                      |                         |                          |                         |                       |
| КС НТК-3-2                                     | 5000                    | 2000                     | 5400                    | 89,1                  |
| Пожня-2                                        | 5500                    | 2200                     | 5900                    | 97,3                  |
| Всего по СШ2-35 кВ                             | 10500                   | 4200                     | 11300                   | 186,4                 |
| Всего нагрузки 35 кВ                           | 21100                   | 8400                     | 22700                   | 374,5                 |
| Всего по ТП-220/110/35 кВ «Ухта» (ввод 220 кВ) | 184100                  | 73600                    | 198300                  | 520,4                 |

Результаты расчёта электрических нагрузок используются далее.

Выводы по разделу.

Рассчитаны значения электрических нагрузок отдельных присоединений напряжением 110 кВ и 35 кВ, а также всей понизительной трансформаторной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми. Установлено, что суммарная полная нагрузка присоединений напряжением 110 кВ составила 175600 кВА, суммарная полная нагрузка присоединений напряжением 35 кВ равна 22700 кВА, а суммарная полная нагрузка всей реконструируемой подстанции равна 198300 кВА. Расчётный ток на вводе 220 кВ равен 520, 4 А. Результаты используются в работе далее.

### **3 Проверка силовых автотрансформаторов подстанции**

Далее в работе проводится проверка силовых автотрансформаторов, которые были установлены на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», находящейся в Республике Коми, на соответствие нагрузке (с учётом двух новых присоединений РУ-110 кВ подстанции, питающим новые потребители нефтяного месторождения).

Проверка силовых автотрансформаторов подстанции ПС-220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми на соответствие нагрузке после проведённой реконструкции позволяет обеспечить надёжность и устойчивость электроснабжения, а также подтвердить эффективность проведённых мероприятий по реконструкции.

Известно, что проверка автотрансформаторов на соответствие расчётной нагрузке является критически важной задачей, поскольку они играют ключевую роль в преобразовании и распределении электроэнергии между уровнями напряжения.

В условиях увеличивающихся нагрузок, вызванных как ростом потребления электроэнергии, так и изменением структуры производственных и потребительских процессов, необходимо убедиться, что автотрансформаторы способны эффективно и без перегрузок справляться с возложенными на них функциями.

Известно, что неправильная оценка нагрузки может привести к выходу оборудования из строя, снижению надёжности системы и увеличению эксплуатационных затрат.

Однако такая проверка позволяет выявить возможные несоответствия между проектными характеристиками и фактическими условиями эксплуатации, что обеспечивает возможность своевременного принятия корректирующих мер для поддержания стабильной работы подстанции.

Основной такой мерой является замена автотрансформаторов на более мощные или перевод части нагрузок подстанции на другие источники (с возможным отключением потребителей 3 категории надёжности).

«Проверка мощности понизительных автотрансформаторов для установки на реконструируемой подстанции» [15] 220/110/35 кВ «Ухта» проводится по максимальной нагрузке подстанции, рассчитанной в работе ранее, с учётом оптимального коэффициента загрузки по известной формуле [15]:

$$S_{\text{ном.ат.р}} \geq \frac{S_{\text{м.ПС}}}{N \cdot K_3}, \quad (8)$$

где  $S_{\text{м.ПС}}$  – максимальное значение полной нагрузки подстанции (принимается равной расчётной нагрузке подстанции на вводе 220 кВ, рассчитанной в работе ранее);

$K_3$  – нормативный коэффициент загрузки автотрансформаторов подстанции (принимается  $K_3 = 0,8$  так как автотрансформатор обладает большей пропускной способностью и более высоким КПД, чем обычный силовой трансформатор).

Для условий данной реконструируемой подстанции:

$$S_{\text{ном.ат.р}} \geq \frac{198300}{2 \cdot 0,8} = 123937,5 \text{ кВА}.$$

Следовательно, нужно выбрать автотрансформатор ближайшей номинальной мощности, которая превышает расчётную мощность, равную 123937,5 кВА.

С учётом этого, принимается стандартная ближайшая мощность двух силовых автотрансформаторов для установки на подстанции, равная 125000 кВА (125 МВА).

Этому условию полностью соответствуют два силовых автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110-У1 с классами напряжений 220/110/35 кВ, которые были установлены на подстанции ранее.

Повторная проверка по номинальной мощности выполняется:

$$125000 \text{ кВА} \geq 123937,5 \text{ кВА}.$$

Следовательно, два силовые автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110-У1 предварительно проходят проверку.

Также известно, что выбор мощности автотрансформаторов также тесно связан с вопросами безопасности.

Автотрансформаторы, работающие в режиме перегрузки, подвержены риску перегрева, что может привести к их повреждению и выходу из строя.

Данный фактор создаёт угрозу не только для надёжности энергоснабжения, но и для безопасности персонала, обслуживающего подстанцию.

Кроме того, аварийные ситуации, вызванные перегрузками, могут привести к серьёзным последствиям, включая пожары и повреждение окружающей инфраструктуры.

Поэтому выбор мощности автотрансформаторов должен учитывать все возможные сценарии нагрузок, чтобы обеспечить безопасную и стабильную работу подстанции.

Наиболее важная и ответственная проверка на перегрузочную способность предполагает оценку эффективности системы охлаждения автотрансформаторов.

В условиях повышенных нагрузок эффективность охлаждения становится критически важной для предотвращения перегрева и выхода оборудования из строя. Таким образом, данная проверка позволяет не только подтвердить соответствие автотрансформаторов нагрузке, но и обеспечить их безопасную и надёжную эксплуатацию в долгосрочной перспективе.

«Проверка системы охлаждения автотрансформаторов на перегрузочную способность» [15]:

$$K_{3.Н} = \frac{0,5 \cdot S_{м.ПС}}{S_{ном.Т}} \leq 0,7, \quad (9)$$

$$K_{3.П} = \frac{S_{м.ПС}}{S_{ном.Т}} \leq 1,4. \quad (10)$$

«Проверки силовых автотрансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах выполняются» [15]:

$$K_{3.Н} = \frac{0,5 \cdot 123937,5}{125000} = 0,49 \leq 0,8.$$

$$K_{3.П} = \frac{123937,5}{125000} = 0,99 \leq 1,6.$$

Автотрансформаторы марки АДЦТН-125000/220/110-У1 удовлетворяют условиям ПС-220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми» [15].

Выводы по разделу.

Основываясь на полученных результатах выбора и проверок установлено, что автотрансформаторы марки АДЦТН-125000/220/110-У1, ранее установленные на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», полностью соответствуют требованиям проверок системы охлаждения на нагрузочную и перегрузочную способности в связи с подключением новых потребителей нефтяного месторождения на напряжении 110 кВ к РУ-110 кВ подстанции.

Исходя из этого, определено, что указанные автотрансформаторы не нуждаются в замене в связи с реконструкцией объекта исследования.

В послеаварийном режиме один АТ, оставшийся в работе, будет питать всю нагрузку подстанции без ущерба для своей системы охлаждения.

#### **4 Расчёт токов короткого замыкания**

Основная цель расчёта токов короткого замыкания (КЗ) заключается в обеспечении проверки термической и динамической устойчивости ключевого оборудования реконструируемой электрической сети ПС-220/110/35 кВ «Ухта» в Республике Коми. Важнейшими элементами, требующими такой проверки, являются проводники, особенно кабельные линии, а также устройства защиты и коммутации, включая ячейки распределительных устройств всех классов напряжения.

Второстепенной, но не менее важной задачей расчёта токов короткого замыкания является оптимальная настройка устройств релейной защиты, которые должны оперативно и надёжно отключать повреждённые участки сети. Эффективная работа этих устройств предотвращает дальнейшее развитие аварийных ситуаций и минимизирует повреждения оборудования, тем самым обеспечивая безопасность и стабильность работы всей энергосистемы.

Процесс расчёта токов короткого замыкания включает несколько ключевых этапов. На первом этапе необходимо собрать исходные данные о реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» и электрической сети Республики Коми в целом. Такие данные включают номинальные напряжения, мощности автотрансформаторов, длины и сечения кабелей, а также характеристики источника питания. Собранная информация служит основой для построения эквивалентной схемы замещения электрической сети.

Следующим этапом является определение параметров элементов сети, таких как активное и реактивное сопротивление линий, автотрансформаторов и других компонентов. Такие параметры необходимы для вычисления эквивалентного сопротивления сети в точке короткого замыкания. На основе эквивалентной схемы замещения и вычисленных параметров проводятся расчёты токов короткого замыкания для различных типов замыканий, включая трёхфазное (максимальное) и двухфазное (минимальное) замыкания.

Таким образом, расчёт токов короткого замыкания является неотъемлемым элементом проектирования реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта». Данный процесс обеспечивает правильный выбор и настройку защитных устройств, проверку устойчивости оборудования и повышение общей надёжности и безопасности электрической системы.

Схема для расчёта токов КЗ на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» представлена на рисунке 3. Данная схема даёт визуальное представление об исходной конфигурации сети подстанции и способствует более точному расчёту.

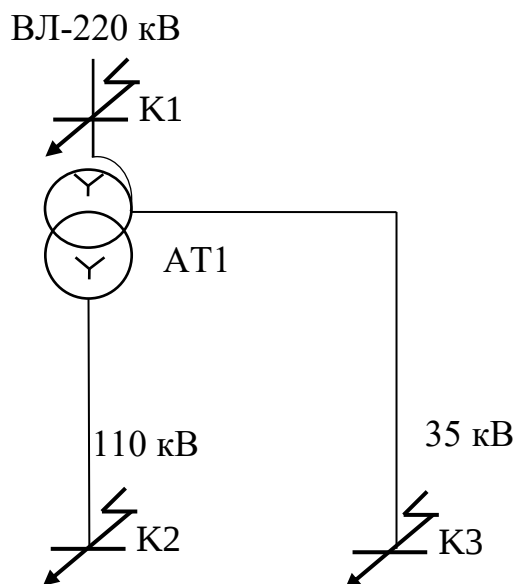


Рисунок 3 – Исходная расчётная схема для определения токов КЗ на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»

На первом этапе необходимо собрать исходные данные о реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» и электрической сети Республики Коми в целом.

Установлено, что основными составляющими, влияющими на результаты расчёта токов КЗ на подстанции, являются:

- параметры энергосистемы;
- питающие линии напряжением 220 кВ – 3 единицы;

- автотрансформаторы марки АТДЦТН-125000/220/110-У1 – 2 единицы.

Эквивалентная схема замещения для определения токов КЗ на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» представлена в работе на рисунке 4.

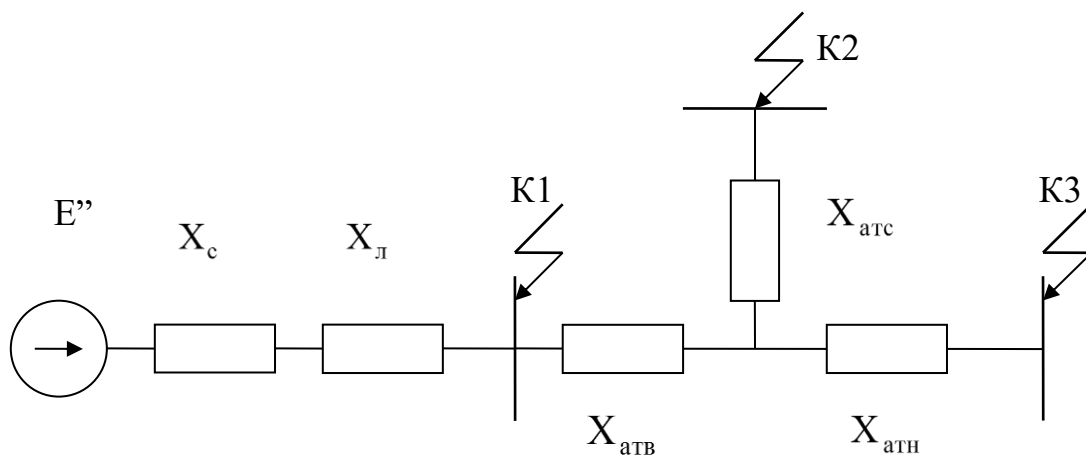


Рисунок 4 – Эквивалентная схема замещения для определения токов КЗ на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»

«Базисная мощность принимается равной питающему автотрансформатору подстанции:  $S_{\text{б}} = 125 \text{ МВА} = 125000 \text{ кВА}$ .

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимаются в качестве напряжения на выводах трансформаторов в максимальном режиме устройства РПН:

- $U_{\text{п.1}} = 230 \text{ кВ}$ ;
- $U_{\text{п.2}} = 115 \text{ кВ}$ ;
- $U_{\text{п.3}} = 38,5 \text{ кВ}$ » [13].

«На следующем этапе проводится расчёт параметров схемы замещения. Сопротивление системы (на напряжение 220 кВ)» [13]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}}, \quad (11)$$

$$X_c = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 88,5 \text{ Ом.}$$

«Сопротивления питающей воздушной линии 220 кВ длиной  $L=26$  км, выполненной проводом АС-400 с удельным индуктивным сопротивлением, равным  $x_{уд} = 0,385 \text{ Ом/км}$ » [13]:

$$X_{л} = x_{уд} \cdot L, \quad (12)$$

где « $x_{уд}$  - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;  
 $L$  - суммарная длина ВЛ, км» [13].

$$X_{л} = 0,385 \cdot 26 \approx 10 \text{ Ом.}$$

«Сопротивления лучей схемы замещения автотрансформатора» [13]:

$$x_{атв} = 0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%), \text{ Ом,} \quad (13)$$

$$x_{атс} = 0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%), \text{ Ом,} \quad (14)$$

$$x_{атн} = 0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%), \text{ Ом.} \quad (15)$$

«Сопротивления лучей схемы замещения автотрансформатора, приведенные к базисным условиям» [13]:

$$x_{атв} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,8 \text{ Ом,}$$

$$x_{атс} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,0025 \approx 0 \text{ Ом,}$$

$$x_{атн} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,8 \text{ Ом.}$$

«Ток трехфазного короткого замыкания» [13]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}, \text{А.} \quad (16)$$

«Суммарное сопротивление до расчётной точки К1» [13]:

$$\begin{aligned} X_{\Sigma \text{К1}} &= X_{\text{с}} + X_{\text{л}}, \text{Ом}, \\ X_{\Sigma \text{К1}} &= 88,5 + 10 = 98,5 \text{Ом}. \end{aligned} \quad (17)$$

«Ток трёхфазного КЗ точке К1» [13]:

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 98,5} = 1,35 \text{кА}.$$

«Ударный ток короткого замыкания» [13]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{кА}, \quad (18)$$

где « $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания» [13].

«Ударный коэффициент» [13]:

$$k_{\text{уд}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}}. \quad (19)$$

«Для расчётной точки К1» [13]:

$$\begin{aligned} k_{\text{уд.К1}} &= 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{98,5/7,47}} = 1,76, \\ i_{\text{уд.К1}} &= \sqrt{2} \cdot 1,76 \cdot 1,35 = 3,36 \text{кА}. \end{aligned}$$

«Полученные результаты расчёта токов КЗ в основных расчётных точках схемы реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»» [13] приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Полученные результаты расчёта токов КЗ в основных расчётных точках схемы реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»

| Параметр,<br>единица<br>измерения | Точка КЗ    |             |            |
|-----------------------------------|-------------|-------------|------------|
|                                   | К1 (220 кВ) | К2 (110 кВ) | К3 (35 кВ) |
| $I_k^{(3)}$ , кА                  | 1,35        | 2,17        | 1,42       |
| $i_{y0}$ , кА                     | 3,36        | 4,84        | 3,04       |

Результаты расчёта ТКЗ используются в работе далее.

Выводы по разделу.

Установлено, что на выводе силового автотрансформатора подстанции значения трёхфазных токов КЗ будут следующими: на выводах 220 кВ – 1,35 кА, на выводах 110 кВ – 2,17 кА, на выводах 35 кВ – 1,42 кА.

Соответственно, значения ударных токов КЗ будут составлять: на выводах 220 кВ – 3,36 кА, на выводах 110 кВ – 4,84 кА, на выводах 35 кВ – 3,04 кА.

## **5 Выбор и расчёт электрических аппаратов и проводников**

### **5.1 Выбор и проверка проводников**

Правильный выбор и проверка проводников для подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» в Республике Коми представляют собой ключевые этапы реконструкции системы электроснабжения подстанции.

Известно, что проводники играют решающую роль в передаче электроэнергии от источника к потребителям, и их выбор напрямую влияет на надёжность и эффективность работы подстанции. Оптимальное сечение и тип проводников должны быть выбраны с учётом максимальных нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации. Недостаточное сечение может привести к перегреву проводников, снижению их пропускной способности и, в конечном итоге, к аварийным отключениям, что чревато простоями производства и существенными экономическими потерями. С другой стороны, применение завышенного сечения приводит к неоправданным затратам на приобретение и установку проводников, что снижает экономическую целесообразность проекта.

При выборе проводников необходимо учитывать перспективные нагрузки и возможные изменения в производственных процессах, что обеспечивает долгосрочную надёжность работы подстанции. В этом контексте важно прогнозировать различные сценарии эксплуатации и учитывать все потенциальные факторы, которые могут повлиять на нагрузку и условия эксплуатации проводников. Рациональный выбор проводников способствует снижению потерь энергии при её передаче и распределении, что, в свою очередь, улучшает экономические показатели подстанции и всей энергосистемы.

Далее в работе проводится непосредственная проверка проводников на ПС-220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми.

До реконструкции, на подстанции были использованы следующие типы проводников:

- «для питающих воздушных линий 220 кВ – провода марки АС-400;
- для отходящих воздушных линий 110 кВ – провода марки АС-300;
- для отходящих воздушных линий 35 кВ – провода марки АС-120» [11].

Установлено что все проводники на подстанции до проведения реконструкции находились в нормальном техническом состоянии, поэтому их замена экономически не целесообразна. Таким образом, все проводники на реконструируемой подстанции необходимо проверить на допустимую нагрузку в связи с подключением новых потребителей.

На первом этапе проверяется правильность выбора проводников.

Известно, что «выбор рационального сечения проводника по экономической плотности тока» [11]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (20)$$

где « $j_3$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> (для проводников воздушных линий марки АС принимается  $j_3=1,1$  А/мм<sup>2</sup>)» [11].

«С учётом резервирования питания, принимается значение максимального» [15] рабочего тока питающей ВЛ-110 кВ большим в 1,4 раза тока нормального режима [15]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot I_p, \quad (21)$$

где « $S_p$  – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА» [15].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [15]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.}}, \quad (22)$$

где « $I_{\text{доп}}$  – допустимое справочное значение тока проводника, А» [15].

«В максимальном режиме» [15]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р. max}}. \quad (23)$$

«Провод должен быть проверен по механической прочности» [15]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (24)$$

«Проводится проверка сечения провода первой питающей линии ВЛ-220 кВ (ВЛ-220 кВ-1)» [15]:

$$F_{\text{с}} = \frac{520,4}{1,1} \approx 473 \text{ мм}^2.$$

«Расчётный ток максимального режима на стороне 220 кВ подстанции с учётом резервирования» [15]:

$$I_{\text{р. max}} = 1,4 \cdot 520,4 = 728,6 \text{ А.}$$

«Проверка по току нормального и максимального режима выполняется» [15]:

$$830 \text{ А} \geq 520,4 \text{ А,}$$

$$830 \text{ А} \geq 728,6 \text{ А.}$$

«Условия механической прочности для ВЛ-220 кВ также соблюдены»  
[15]:

$$400 \text{ мм}^2 \geq 120 \text{ мм}^2.$$

Результаты выбора проводников приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты выбора проводников на подстанции

| Наименование присоединения          | $I_p$ , А | $I_{p.max}$ , А | Марка провода | $I_{доп.}$ , А |
|-------------------------------------|-----------|-----------------|---------------|----------------|
| Питающая ВЛ-220 кВ                  |           |                 |               |                |
| ВЛ-220 кВ-1                         | 520,4     | 728,6           | АС-400        | 830            |
| ВЛ-220 кВ-2                         | 520,4     | 728,6           | АС-400        | 830            |
| ВЛ-220 кВ-3                         | 520,4     | 728,6           | АС-400        | 830            |
| Линии 110 кВ                        |           |                 |               |                |
| ООО «Лукойл Ухтанефтепереработка»-1 | 87,7      | 122,8           | АС-300        | 710            |
| Ухта-1                              | 85,0      | 119,0           | АС-300        | 710            |
| Сосногорск-1                        | 56,7      | 79,4            | АС-300        | 710            |
| Сосногорский ГПЗ-1                  | 59,3      | 83,0            | АС-300        | 710            |
| Месторождение-1                     | 85,0      | 119,0           | АС-300        | 710            |
| Т1 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)     | 87,7      | 122,8           | АС-300        | 710            |
| ООО «Лукойл Ухтанефтепереработка»-2 | 87,7      | 122,8           | АС-300        | 710            |
| Ухта-2                              | 85,0      | 119,0           | АС-300        | 710            |
| Сосногорск-2                        | 56,7      | 79,4            | АС-300        | 710            |
| Сосногорский ГПЗ-2                  | 59,3      | 83,0            | АС-300        | 710            |
| Месторождение-2                     | 85,0      | 119,0           | АС-300        | 710            |
| Т2 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)     | 87,7      | 122,8           | АС-300        | 710            |
| Линии 35 кВ                         |           |                 |               |                |
| КС НТК-3-1                          | 89,1      | 124,7           | АС-120        | 390            |
| Пожня-1                             | 97,3      | 136,2           | АС-120        | 390            |
| КС НТК-3-2                          | 89,1      | 124,7           | АС-120        | 390            |
| Пожня-2                             | 97,3      | 136,2           | АС-120        | 390            |

Следовательно, все проводники, которые были установлены на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», подходят для дальнейшего использования в рамках проведённой реконструкции в связи с увеличением нагрузки потребителей.

Все проводники показаны в графической части работы.

## **5.2 Модернизация распределительных устройств подстанции**

В результате проведения анализа схемных решений и технического состояния оборудования всех РУ, находящихся на ПС-220/110/35 кВ «Ухта», предложено выбрать новые типы РУ с соответствующими ячейками (на данный период все они выполнены открытыми, что не соответствует современным требованиям).

Данное техническое мероприятие реализуется в работе.

Известно, что модернизация распределительных устройств для реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» в Республике Коми представляет собой важный и ответственный этап, предусмотренный мероприятиями по реконструкции подстанции.

Модернизация РУ подстанции оказывает существенное влияние на надёжность, безопасность и эффективность работы подстанции, что, в свою очередь, напрямую сказывается на стабильности и производительности всей энергосистемы региона. В условиях современных требований к качеству и надёжности электроснабжения выбор распределительных устройств приобретает особую значимость.

Распределительные устройства играют центральную роль в управлении потоками электроэнергии, обеспечивая её эффективное распределение и защиту системы от перегрузок, коротких замыканий и других аварийных ситуаций. Именно от правильного выбора этих устройств зависит стабильная работа подстанции, её надёжная эксплуатация и безопасность всего энергоснабжающего комплекса.

Распределительные устройства должны обладать высокой надёжностью, способностью выдерживать максимальные рабочие нагрузки и оперативно реагировать на изменения в режиме работы сети. Это обеспечивает защиту не только самой подстанции, но и всех потребителей, подключённых к ней. Такими характеристиками обладают только современные типы РУ,

большинство устаревших типов РУ не пригодны для установки на подстанциях.

В современных условиях, характеризующихся высокими требованиями к качеству электроэнергии, использование передовых технологий и оборудования становится необходимостью. Современные распределительные устройства должны быть не только способными эффективно работать при высоких нагрузках, но и обеспечивать точное управление потоками энергии. Более того, они должны интегрироваться с системами автоматизированного управления и мониторинга, что позволяет в реальном времени отслеживать состояние системы и предотвращать возможные аварийные ситуации.

«Учитывая современные инновационные разработки в данной сфере, осуществлён выбор распределительных устройств для установки на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми:

- для применения в РУ-220 кВ предлагается использовать комплектное элегазовое РУ (далее – КРУЭ) с ячейками марки ABB ELK-14» [7];
- «для применения в РУ-110 кВ также предлагается использовать КРУЭ с ячейками марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ» [18];
- «для использования в РУ-35 кВ рекомендуется установить комплектное (модульное) РУ с вакуумной изоляцией и использованием ячеек марки КРУ-СЭЩ-70-35» [5].

Далее проводится описание и основные преимущества выбранных типов РУ и ячеек к ним для применения на объекте реконструкции.

Комплектное КРУЭ-220 кВ с ячейками марки ABB ELK-14 позволяет значительно сократить занимаемую площадь без ущерба для функциональности и надёжности. Кроме того, использование элегаза обеспечивает высокий уровень электрической изоляции и позволяет минимизировать расстояния между фазами и компонентами, что дополнительно способствует уменьшению размеров устройства.

Долговечность и минимальные требования к техническому обслуживанию являются ещё одной важной особенностью КРУЭ ABB ELK-

14. Известно, что элегазовая изоляция гораздо в меньшей степени подвержена старению, как это происходит с традиционными изоляционными материалами, что обеспечивает длительный срок службы оборудования.

Кроме того, герметичная конструкция ячеек защищает внутренние компоненты от воздействия окружающей среды, что значительно снижает риски коррозии и других видов повреждений.

Данное оборудование также отличается высокой степенью надёжности при эксплуатации, что особенно важно для обеспечения непрерывности и стабильности электроснабжения.

Электрические характеристики КРУЭ АВВ ELK-14 также заслуживают особого внимания. Устройство способно эффективно функционировать при высоких токах короткого замыкания и других экстремальных условиях, обеспечивая защиту оборудования и безопасность эксплуатации.

Высокая степень автоматизации и возможность интеграции с системами дистанционного управления и мониторинга делают его идеальным выбором для современных высоковольтных подстанций.

Таким образом, комплектное элегазовое распределительное устройство АВВ ELK-14 является оптимальным решением для использования в распределительных устройствах 220 кВ реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта».

Его основные преимущества включают компактность, надёжность, долговечность и «высокую электрическую прочность, что делает его ключевым элементом в обеспечении стабильной и эффективной работы всей энергосистемы.

Внешний вид и компоновка выбранного типа КРУЭ-220 кВ с ячейками АВВ ELK-14» [7] показаны на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид и компоновка выбранного типа КРУЭ-220 кВ с ячейками ABB ELK-14

«Комплектное элегазовое распределительное устройство (КРУЭ) с ячейками марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ» [18] представляет собой передовое решение для использования в распределительных устройствах 110 кВ на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта».

Одним из главных достоинств этого оборудования является его надёжность и компактные размеры, что особенно актуально при модернизации существующих объектов энергетической инфраструктуры.

Применение элегаза в качестве изолирующего и дугогасящего средства обеспечивает высокие электрические характеристики устройства, гарантируя его устойчивую и безопасную работу даже под воздействием значительных нагрузок.

Компактность КРУЭ–СЭЩ–110 кВ позволяет существенно уменьшить занимаемую подстанцией площадь, что особенно ценно в условиях ограниченного пространства. Несмотря на уменьшенные размеры, устройство сохраняет все необходимые функции и обеспечивает высокий уровень безопасности. Герметичная конструкция, использующая элегаз, надёжно защищает внутренние элементы от внешних воздействий, снижая вероятность коррозии и других повреждений, что способствует увеличению срока службы оборудования.

КРУЭ–СЭЩ–110 кВ также характеризуется долговечностью и минимальными требованиями к техническому обслуживанию.

Устройство эффективно защищает как само оборудование, так и энергосистему в целом, предотвращая возможные аварии и обеспечивая бесперебойное электроснабжение.

Таким образом, КРУЭ–СЭЩ–110 кВ представляет собой оптимальное решение для использования в распределительных устройствах 110 кВ на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта».

К основным преимуществам этого устройства относятся компактные размеры, надёжность, длительный срок службы и высокие электрические характеристики, что делает его важным элементом для обеспечения стабильной, безопасной и эффективной работы энергосистемы.

Внешний вид и компоновка выбранного типа КРУЭ–СЭЩ–110 кВ показаны на рисунке 6.

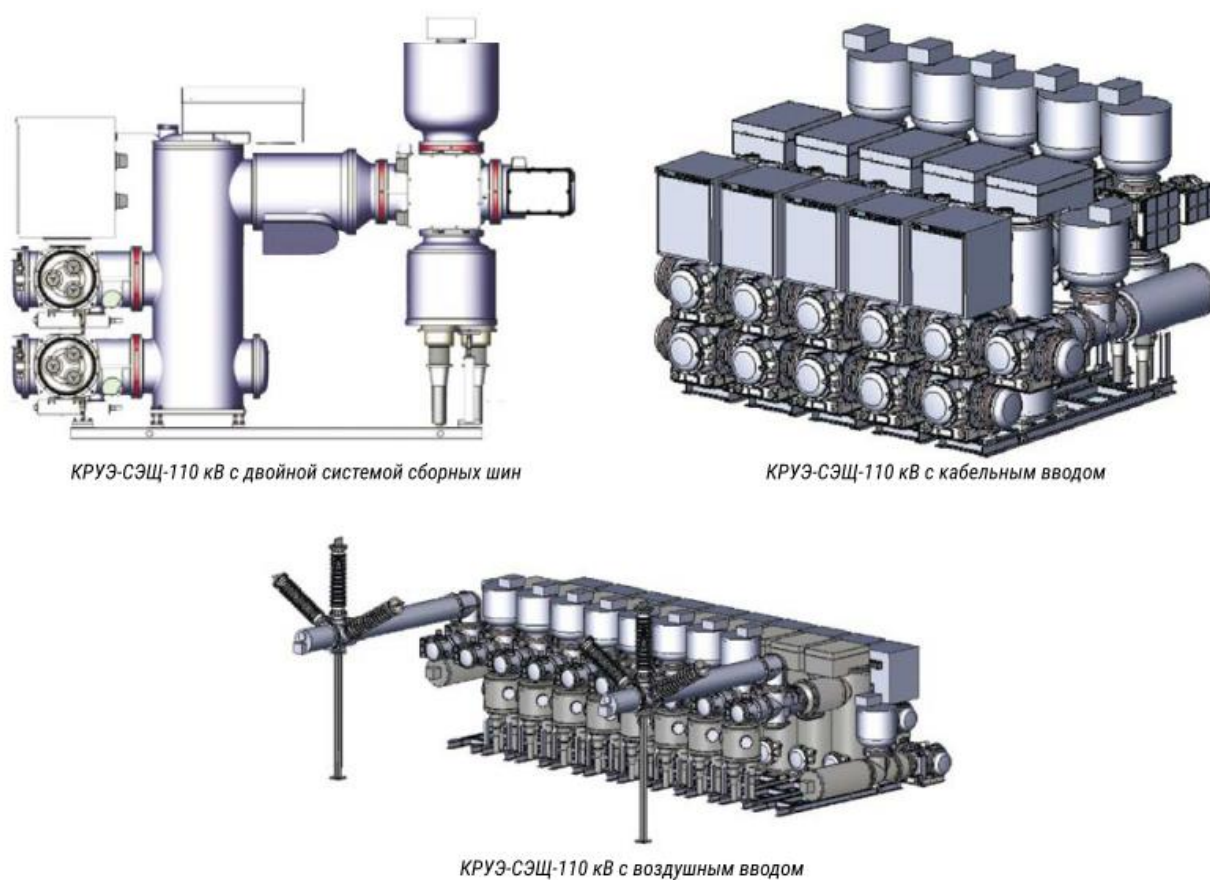


Рисунок 6 – Внешний вид и компоновка выбранного КРУЭ–СЭЩ–110 кВ

Модульное распределительное устройство (РУ) закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-35, предназначенное для применения в распределительных устройствах 35 кВ.

Одним из ключевых аспектов модульного РУ закрытого типа является его способность обеспечивать высокую степень надёжности и безопасности эксплуатации. Закрытая конструкция устройства защищает его от внешних воздействий, включая погодные условия и загрязнения, что особенно важно в суровых климатических условиях. Это способствует увеличению срока службы оборудования и снижает необходимость в частом обслуживании, что в конечном итоге уменьшает эксплуатационные расходы и повышает общую экономическую эффективность подстанции.

Кроме того, модульное РУ КРУ-СЭЩ-70-35 отличается компактностью и гибкостью в установке, что особенно актуально при реконструкции существующих подстанций. Модульная структура позволяет оптимально использовать доступное пространство и упрощает процесс монтажа, а также делает возможным расширение и модернизацию системы в будущем без значительных капитальных затрат. Такая конструкция легко адаптируется к специфическим требованиям конкретного проекта, что обеспечивает его универсальность и широкую применимость в различных условиях эксплуатации.

Высокая электрическая прочность и надёжность модульного РУ КРУ-СЭЩ-70-35 также обеспечивают его способность эффективно справляться с высокими нагрузками и защищать энергосистему от коротких замыканий и других аварийных ситуаций.

Такие важные характеристики делают его важным элементом для повышения общей стабильности и эффективности работы энергосистемы в условиях растущих требований к качеству и надёжности электроснабжения.

Внешний вид выбранного модульного распределительного устройства закрытого типа с ячейками КРУ-СЭЩ-70-35 показан на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид выбранного модульного распределительного устройства закрытого типа с ячейками КРУ-СЭЩ-70-35

Таким образом установлено, что все выбранные типы РУ для установки на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми, являются новыми современными типами, обеспечивающими высокую надёжность, коммутационную способность, а также экономичность и безопасность.

«Учитывая современные инновационные разработки в данной сфере, осуществлён окончательный выбор распределительных устройств для установки на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»:

- для применения в РУ-220 кВ предложено использовать КРУЭ-220 кВ с ячейками марки ABB ELK-14» [7];
- «для применения в РУ-110 кВ предложено использовать КРУЭ-110 кВ с ячейками марки КРУЭ-СЭЩ-110 кВ» [18];
- «для использования в РУ-35 кВ рекомендуется установить комплектное (модульное) РУ с вакуумной изоляцией и использованием ячеек марки КРУ-СЭЩ-70-35» [5].

Далее выбираются комплектация электрическими аппаратами выбранных типов ячеек РУ подстанции.

### **5.3 Выбор и проверка электрических аппаратов**

Компоновка распределительных устройств электрическими аппаратами требует тщательного подхода, так как правильно выбранное оборудование и его расположение на подстанции напрямую определяют её способность функционировать в различных эксплуатационных условиях, обеспечивая надёжную защиту и эффективную коммутацию электрической сети.

В условиях современных требований к качеству и устойчивости электроснабжения компоновка распределительных устройств электрическими аппаратами приобретает особое значение.

Она определяет не только физическое размещение элементов на подстанции, но и их функциональные связи, что напрямую влияет на способность системы эффективно управлять потоками энергии, минимизировать потери и оперативно реагировать на возможные аварийные ситуации.

Правильно выполненная компоновка учитывает различные сценарии эксплуатации, включая аварийные условия, что позволяет обеспечить надёжное и оперативное управление системой и минимизировать последствия сбоев в электроснабжении.

Безопасность является ещё одним важным аспектом, который определяется компоновкой распределительных устройств.

Нерациональное расположение оборудования может создать зоны повышенной опасности, затруднить обслуживание и увеличить риск возникновения аварий.

Оптимальная компоновка РУ электрическими аппаратами способствует снижению этих рисков, создавая условия для безопасной работы персонала и надёжного функционирования подстанции.

Кроме того, такая компоновка должна учитывать перспективы дальнейшего развития и модернизации системы электроснабжения. Важно

предусмотреть возможность будущих изменений и дополнений, чтобы минимизировать затраты и время на модернизацию подстанции в будущем.

Экономическая эффективность также играет важную роль: правильное расположение оборудования позволяет сократить длину соединительных линий, минимизировать потери энергии и снизить затраты на установку и обслуживание подстанции.

Экологические аспекты также не могут быть проигнорированы при проектировании компоновки распределительных устройств.

Известно, что уменьшение площади, занимаемой РУ подстанции, минимизация воздействия на окружающую среду и оптимизация использования ресурсов являются важными факторами, которые должны быть учтены в работе.

Таким образом, компоновка распределительных устройств электрическими аппаратами на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» в Республике Коми является критически важным этапом, от результатов которого напрямую зависят показатели надёжности не только подстанции, но и всей энергосистемы региона.

При выборе принимаются максимальные значения токов на сторонах 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ на шинах силовых трансформаторов подстанции (рассчитаны в работе ранее).

«Известно, что важнейшими коммутационными и защитными электрическими аппаратами высоковольтных подстанций энергосистемы являются выключатели высокого напряжения. Поэтому они выбираются в первую очередь.

Результаты выбора выключателей высокого напряжения для применения на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» [15], представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения для применения на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»

| Наименование и марка аппарата (модуля)                                              | Условие выбора                            | Расчетные данные сети                                           | Паспортные данные аппарата (модуля)                   |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Выключатели КРУЭ 220 кВ: элегазовые модули выключателей ячеек марки АBB ELK-14      | $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$    | $U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ.}$                             | $U_{\text{ном}} = 245 \text{ кВ.}$                    |
|                                                                                     | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$     | $I_{\text{max}} = 767,9 \text{ А.}$                             | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А.}$                    |
|                                                                                     | $I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном.}}$ | $I_{\text{п.т}} = 1,35 \text{ кА.}$                             | $I_{\text{отк.ном}} = 120 \text{ кА.}$                |
|                                                                                     | $i_y \leq i_{\text{дин.}}$                | $i_y = 3,36 \text{ кА.}$                                        | $i_{\text{дин.}} = 51 \text{ кА.}$                    |
|                                                                                     | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$               | $I_T^2 \cdot t_T = 1,35^2 \cdot 3 = 5,47 \text{ кА}^2\text{с.}$ | $B_K = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2\text{с.}$   |
| Выключатели КРУЭ 110 кВ: элегазовые модули выключателей ячеек марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ | $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$    | $U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ.}$                             | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$                    |
|                                                                                     | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$     | $I_{\text{max}} = 1277,8 \text{ А.}$                            | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А.}$                    |
|                                                                                     | $I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном.}}$ | $I_{\text{п.т}} = 2,17 \text{ кА.}$                             | $I_{\text{отк.ном}} = 80 \text{ кА.}$                 |
|                                                                                     | $i_y \leq i_{\text{дин.}}$                | $i_y = 4,84 \text{ кА.}$                                        | $i_{\text{дин.}} = 52 \text{ кА.}$                    |
|                                                                                     | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$               | $I_T^2 \cdot t_T = 2,17^2 \cdot 3 = 14,1 \text{ кА}^2\text{с.}$ | $B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$    |
| Выключатели КРУ 35 кВ: ВВУ-СЭЩ-Э-35-20/1000 (вакуумные)                             | $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$    | $U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ.}$                              | $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ.}$                     |
|                                                                                     | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$     | $I_{\text{max}} = 524,3 \text{ А.}$                             | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А.}$                    |
|                                                                                     | $I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном.}}$ | $I_{\text{п.т}} = 1,42 \text{ кА.}$                             | $I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА.}$               |
|                                                                                     | $i_y \leq i_{\text{дин.}}$                | $i_y = 3,04 \text{ кА.}$                                        | $i_{\text{дин.}} = 52 \text{ кА.}$                    |
|                                                                                     | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$               | $I_T^2 \cdot t_T = 1,42^2 \cdot 3 = 6,05 \text{ кА}^2\text{с.}$ | $B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$ |

Далее проводится выбор и проверка разъединителей, которые должны обеспечить видимый разрыв при размыкании цепи без нагрузки для безопасного проведения работ.

При этом выбранные ячейки РУ-35 кВ оснащены втычными контактами, которые выполняют роль разъединителя, размыкая цепь при выводе ячеек в ремонтное положение.

Таким образом, в работе выбору подлежат разъединители, установленные в КРУЭ-220 кВ и КРУЭ-110 кВ.

Результаты их выбора и проверки для применения на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты выбора разъединителей КРУЭ-220 кВ и КРУЭ-110 кВ для применения на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»

| Наименование и марка аппарата (модуля)                                       | Условие выбора                         | Расчетные данные сети                                           | Паспортные данные аппарата (модуля)                 |
|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Разъединители КРУЭ 220 кВ: модули разъединителей ячеек марки АBB ELK-14      | $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$ | $U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ.}$                             | $U_{\text{ном}} = 245 \text{ кВ.}$                  |
|                                                                              | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$  | $I_{\text{max}} = 767,9 \text{ А.}$                             | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А.}$                  |
|                                                                              | $i_y \leq i_{\text{дин.}}$             | $i_y = 3,36 \text{ кА.}$                                        | $i_{\text{дин.}} = 51 \text{ кА.}$                  |
|                                                                              | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$            | $I_T^2 \cdot t_T = 1,35^2 \cdot 3 = 5,47 \text{ кА}^2\text{с.}$ | $B_K = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2\text{с.}$ |
| Разъединители КРУЭ 110 кВ: модули разъединителей ячеек марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ | $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$ | $U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ.}$                             | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$                  |
|                                                                              | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$  | $I_{\text{max}} = 1277,8 \text{ А.}$                            | $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А.}$                  |
|                                                                              | $i_y \leq i_{\text{дин.}}$             | $i_y = 4,84 \text{ кА.}$                                        | $i_{\text{дин.}} = 31,5 \text{ кА.}$                |
|                                                                              | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$            | $I_T^2 \cdot t_T = 2,17^2 \cdot 3 = 14,1 \text{ кА}^2\text{с.}$ | $B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$  |

«Проводится выбор измерительных трансформаторов, к которым относятся трансформаторы напряжения (ТН) и трансформаторы тока (ТТ).

Результаты выбора трансформаторов напряжения КРУЭ-220 кВ, КРУЭ-110 кВ, а также КРУ-35 кВ» [11], представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора трансформаторов напряжения для применения на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»

| Наименование и марка аппарата (модуля)                                   | Количество, шт. | Класс точности | $\frac{U_n}{U_{\text{уст}}}$ , кВ | $\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$ , ВА |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------------|----------------|-----------------------------------|-------------------------------|
| Элегазовые модули трансформаторов напряжения ячеек марки АBB ELK-14      | 2               | 1,0            | $\frac{245}{220}$                 | $\frac{2000,0}{\leq 2000,0}$  |
| Элегазовые модули трансформаторов напряжения ячеек марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ | 2               | 1,0            | $\frac{110}{110}$                 | $\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$  |
| НАЛИ-СЭЩ-35-IV-1                                                         | 2               | 1,0            | $\frac{35}{35}$                   | $\frac{1000,0}{\leq 1000,0}$  |

«Результаты выбора трансформаторов тока КРУЭ-220 кВ, КРУЭ-110 кВ, а также КРУ-35 кВ» [11], представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора трансформаторов тока для применения на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»

| Наименование и марка аппарата (модуля)                             | Количество, шт. | Класс точности | $\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ | $\frac{S_n}{S_{2\Sigma}}$ , ВА |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------|----------------|----------------------------|--------------------------------|
| Элегазовые модули трансформаторов тока ячеек марки ABB ELK-14      | 2               | 1,0            | $\frac{245}{220}$          | $\frac{500,0}{\leq 500,0}$     |
| Элегазовые модули трансформаторов тока ячеек марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ | 2               | 1,0            | $\frac{110}{110}$          | $\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$   |
| ТВТ-35-І (встроенные в выключатели)                                | 2               | 1,0            | $\frac{35}{35}$            | $\frac{200,0}{\leq 200,0}$     |

Результаты выбора ограничителей перенапряжения (ОПН) представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора ограничителей перенапряжения для применения на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»

| Наименование и марка аппарата (модуля)              | Условие выбора             | Расчетные данные сети                                        | Паспортные данные аппарата (модуля)                |
|-----------------------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| «КРУЭ 220 кВ: нелинейные ОПН-П-220/156/10/800» [7]  | $U_{сети} \leq U_{ном.}$   | $U_{сети} = 220$ кВ.                                         | $U_{ном} = 245$ кВ.                                |
|                                                     | $I_{max} \leq I_{ном.}$    | $I_{max} = 767,9$ А.                                         | $I_{ном} = 800$ А.                                 |
|                                                     | $i_y \leq i_{дин.}$        | $i_y = 3,36$ кА.                                             | $i_{дин.} = 51$ кА.                                |
|                                                     | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ | $I_T^2 \cdot t_T = 1,35^2 \cdot 3 = 5,47$ кА <sup>2</sup> с. | $B_K = 156^2 \cdot 3 = 73008$ кА <sup>2</sup> с.   |
| «КРУЭ 110 кВ: нелинейные ОПН-110/40,5/10/ 450» [18] | $U_{сети} \leq U_{ном.}$   | $U_{сети} = 110$ кВ.                                         | $U_{ном} = 110$ кВ.                                |
|                                                     | $I_{max} \leq I_{ном.}$    | $I_{max} = 1277,8$ А.                                        | $I_{ном} = 450$ А.                                 |
|                                                     | $i_y \leq i_{дин.}$        | $i_y = 4,84$ кА.                                             | $i_{дин.} = 40,5$ кА.                              |
|                                                     | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ | $I_T^2 \cdot t_T = 2,17^2 \cdot 3 = 14,1$ кА <sup>2</sup> с. | $B_K = 40,5^2 \cdot 3 = 4920,8$ кА <sup>2</sup> с. |
| «КРУ 35 кВ: ОПНп-35/40,5/10/600» [5]                | $U_{сети} \leq U_{ном.}$   | $U_{сети} = 35$ кВ.                                          | $U_{ном} = 35$ кВ.                                 |
|                                                     | $I_{max} \leq I_{ном.}$    | $I_{max} = 524,3$ А.                                         | $I_{ном} = 600$ А.                                 |
|                                                     | $i_y \leq i_{дин.}$        | $i_y = 3,04$ кА.                                             | $i_{дин.} = 40,5$ кА.                              |
|                                                     | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ | $I_T^2 \cdot t_T = 1,42^2 \cdot 3 = 6,05$ кА <sup>2</sup> с. | $B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8$ кА <sup>2</sup> с. |

Все аппараты показаны в графической части работы.

Выводы по разделу.

Определено, что все проводники, которые были установлены на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», подходят для дальнейшего использования в рамках проведённой реконструкции в связи с увеличением нагрузки потребителей.

Учитывая современные инновационные разработки в данной сфере, осуществлён окончательный выбор распределительных устройств для установки на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»:

- для применения в РУ-220 кВ предложено использовать КРУЭ-220 кВ с ячейками марки ABB ELK-14;
- для применения в РУ-110 кВ предложено использовать КРУЭ-110 кВ с ячейками марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ;
- для использования в РУ-35 кВ рекомендуется установить комплектное (модульное) РУ с вакуумной изоляцией и использованием ячеек марки КРУ-СЭЩ-70-35.

Для компоновки выбранных ячеек КРУЭ-220 кВ, КРУЭ-110 кВ и КРУ-35 кВ реконструированной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», выбрано и проверено оборудование, которое обеспечит надёжную работу подстанции и энергосистемы региона в целом.

Всё выбранное оборудование проходит все требуемые проверки, следовательно, оно подходит для компоновки выбранных типов РУ подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» после её реконструкции.

## **6 Выбор устройств системы релейной защиты и автоматики**

В рамках основных заданий на выполнение работы, предлагается провести модернизацию вторичных цепей, а именно, РЗ подстанции, выполнив замену устаревших типов РЗ на новые современные модификации.

Известно, что выбор устройств системы релейной защиты и автоматики (РЗА) на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» является одним из важнейших этапов реконструкции подстанции, от которого зависит надёжность и безопасность всей энергосистемы. Основные требования, предъявляемые к этим устройствам, направлены на обеспечение оперативного выявления и ликвидации аварийных ситуаций, что позволяет поддерживать стабильность электроснабжения и предотвращать повреждения оборудования.

Ключевым аспектом выбора является надёжность работы релейной защиты в условиях различных эксплуатационных режимов. Устройства РЗА должны быть способными эффективно функционировать при любых отклонениях от нормальных параметров сети, обеспечивая своевременное отключение повреждённых участков и предотвращение развития аварий. Данный аспект особенно важен в условиях реконструируемой подстанции, где может наблюдаться увеличение нагрузки и изменение конфигурации электрических сетей.

Точность и быстродействие устройств РЗА также являются критическими параметрами.

Кроме того, точность в определении местоположения и характера повреждения позволяет снизить риск ложных срабатываний, что важно для обеспечения бесперебойного электроснабжения.

Гибкость и адаптивность системы релейной защиты и автоматики также играют важную роль. Устройства РЗА должны быть способны адаптироваться к изменениям в конфигурации сети и условиям эксплуатации, что позволяет поддерживать их эффективность на протяжении всего срока службы подстанции.

Таким образом, выбор устройств системы релейной защиты и автоматики для реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» является критически важным этапом, от которого зависит не только надёжность и безопасность работы подстанции, но и стабильность всей энергосистемы региона.

В результате проведения анализа отечественных и иностранных разработок систем РЗА, с целью качественной, надёжной и селективной защиты подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», обосновано применение «современных интеллектуальных блоков релейной защиты, автоматики и сигнализации ПАРМА IED-EP+» [16].

Структурная схема «современных интеллектуальных блоков релейной защиты, автоматики и сигнализации ПАРМА IED-EP+» [16] представлена на рисунке 8.



Рисунок 8 – «Современные интеллектуальные блоки релейной защиты, автоматики и сигнализации ПАРМА IED-EP+» [17]

Одной из ключевых особенностей ПАРМА IED-EP+ является их высокая степень интеграции, которая позволяет объединить функции релейной защиты, автоматики и сигнализации в одном компактном устройстве.

Данный аспект значительно упрощает процесс установки и эксплуатации, снижает количество требуемого оборудования и уменьшает затраты на техническое обслуживание.

Интеллектуальные алгоритмы, заложенные в основу работы этих блоков, обеспечивают точное и быстрое реагирование на изменения в состоянии сети, что минимизирует риски аварийных ситуаций и повышает надёжность электроснабжения.

Кроме того, ПАРМА IED-EP+ обладают высокой адаптивностью и гибкостью, что позволяет легко настраивать их под конкретные требования энергосистемы. Указанный факт особенно важен в условиях модернизации или расширения существующих сетей и подстанций, где необходимо быстро адаптировать защиту и автоматику к изменяющимся условиям эксплуатации.

Благодаря встроенным средствам самообучения и диагностики, устройства могут самостоятельно анализировать параметры сети и оптимизировать свою работу в реальном времени.

Ещё одним важным преимуществом ПАРМА IED-EP+ является возможность их интеграции с системами автоматизированного управления и мониторинга, что позволяет централизованно контролировать состояние сети и принимать оперативные решения в случае возникновения нештатных ситуаций. Высокая степень кибербезопасности, обеспечиваемая этими устройствами, также играет важную роль в защите энергосистемы от внешних угроз. Таким образом, современные интеллектуальные блоки ПАРМА IED-EP+ представляют собой передовое решение для обеспечения комплексной защиты, управления и мониторинга в энергосистемах.

Их особенности, такие как высокая интеграция, адаптивность, гибкость и возможность интеграции с автоматизированными системами, делают их незаменимыми элементами в современных энергосистемах, обеспечивая надёжность и безопасность электроснабжения на новом уровне. Таким образом, его выбор на объекте реконструкции обоснован и подтверждён.

Выводы по разделу.

Для модернизации вторичных сетей релейной защиты выбраны современные интеллектуальные блоки релейной защиты, автоматики и сигнализации ПАРМА IED-EP+, подходящие по всем преимуществам.

## **7 Расчёт заземления и молниезащиты подстанции**

### **7.1 Расчёт заземления подстанции**

Расчёт заземления для реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» является критически важным этапом, который направлен на обеспечение безопасности эксплуатации подстанции и защиты как оборудования, так и обслуживающего персонала, от токов, которые могут их поразить в аварийном режиме работы оборудования.

Известно, что правильно спроектированная система заземления играет ключевую роль в защите от электрических ударов, предотвращении перегрузок и снижении риска повреждения оборудования вследствие перенапряжений, возникающих в результате коротких замыканий, атмосферных разрядов и других нештатных ситуаций.

Процесс расчёта заземления включает в себя определение оптимальной конфигурации и параметров заземляющего контура, который должен обеспечить безопасное и эффективное отведение токов замыкания в землю.

Основной задачей является снижение сопротивления заземляющего устройства до уровня, который гарантирует быстрое срабатывание защитных устройств при возникновении аварийных ситуаций. Такой результат достигается путём выбора соответствующего сечения проводников, материалов заземлителей и их конфигурации, что учитывает как геологические особенности площадки, так и эксплуатационные требования подстанции.

Кроме того, расчёт заземления должен учитывать перспективные нагрузки и возможные изменения в эксплуатации подстанции, что обеспечивает долгосрочную надёжность и эффективность системы заземления. Важным аспектом является также соответствие системы заземления действующим нормативным требованиям и стандартам, которые регламентируют параметры безопасности и надёжности энергосистем.

В условиях сурового климата Республики Коми особое внимание уделяется устойчивости заземляющего устройства к внешним воздействиям, таким как замерзание почвы и её сезонные колебания, которые могут влиять на стабильность и эффективность работы системы заземления. Выполнение данных условий требует тщательного анализа и выбора подходящих материалов и конструктивных решений, способных обеспечить стабильную работу заземляющей системы в любых условиях.

Таким образом, расчёт заземления для реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» представляет собой сложный и многогранный процесс, который требует учёта множества факторов, включая безопасность, надёжность и соответствие нормативным требованиям. Правильно выполненный расчёт обеспечивает эффективную защиту энергосистемы и персонала, минимизируя риски аварийных ситуаций и продлевая срок службы оборудования подстанции.

«Допустимое напряжение прикосновения  $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$ , время прикосновения принимается  $t = 0,2 \text{ с}$ » [12].

«Усредненный ток короткого замыкания на стороне питания равен» [12]:

$$I_3 = 1,25 \cdot I_{\text{п(К)}}, \quad (25)$$

где  $I_{\text{п(К)}}$  - «расчётный ток короткого замыкания на шинах источника питания по данным энергосистемы, кА» [12].

$$I_3 = 1,25 \cdot 8,4 = 10,5 \text{ кА}.$$

«Глубина заложения вертикальных и горизонтальных электродов принимается  $t = 0,7 \text{ м}$ . Длина вертикальных заземлений  $l_{\text{в}} = 5 \text{ м}$ » [12].

«Расстояние между горизонтальными электродами принимается равным 5 м. В расчётах заземления многослойный грунт представляем двухслойным:

верхний слой толщиной  $h_1$  с удельным сопротивлением  $\rho_1 = 80 \text{ Ом}$ , нижний с удельным сопротивлением  $\rho_2 = 400 \text{ Ом}$ . Толщина верхнего слоя грунта принимается  $h_1 = 2,65 \text{ м}$ » [12].

«Площадь подстанции» [12]:

$$S = 56 \cdot 54 = 3024 \text{ м}^2.$$

«Длина горизонтального электрода» [12]:

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (26)$$

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{3024} \cdot \frac{\sqrt{3024}}{5} + 1) \cdot 2 = 1212 \text{ м}.$$

«Коэффициент напряжения прикосновения» [12]:

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (27)$$

где «М – коэффициент;

$b$  – коэффициент сопротивления тела человека» [12].

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_C}. \quad (28)$$

«На подстанции, в качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения, применяется подсыпка гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением  $3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , поэтому  $R_C = 3000 \text{ Ом}$ » [12]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,182,$$

$$K_H = \frac{0,73 \cdot 0,182}{\left( \frac{5 \cdot 1212}{5 \cdot \sqrt{3024}} \right)^{0,45}} = 0,033.$$

«Напряжение на заземляющем устройстве» [12]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (29)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,033} = 12121 \text{ В.}$$

«Допустимое сопротивление заземляющего устройства» [12]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{п(к1)}}}, \quad (30)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{12121}{8400} = 1,44 \text{ Ом.}$$

«Число вертикальных электродов» [12]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (31)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{3024} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 44 \text{ шт.}$$

«Суммарная длина вертикальных электродов» [12]:

$$L_B = n_B \cdot 5 = 44 \cdot 5 = 220 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения заземляющего устройства» [12]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3024}} = 0,104.$$

«Коэффициент А» [12]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (32)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,104) = 0,354.$$

«Относительная толщина верхнего слоя» [12]:

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

«Эквивалентное сопротивление грунта» [12]:

$$\rho_{\text{эк}} = \rho_{*\text{эк}} = \rho_2 = 1,02 \cdot 80 = 81,6 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [12]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк}}}{L_B + L_{\Gamma}}, \quad (33)$$

$$R_3 = 0,354 \cdot \frac{81,6}{\sqrt{3024}} + \frac{81,6}{220 + 1212} = 0,582 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 1,44 \text{ Ом.}$$

«Напряжение прикосновения» [12]:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{з}} \cdot R_{\text{з}}, \quad (34)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 8400 \cdot 0,582 = 161,33 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В}.$$

Таким образом, в результате проведения расчёта контура заземления подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми установлено, что необходимым и достаточным условием будет использование в данном контуре 44 вертикальных электрода, расположенных по периметру подстанции и связанных в единую систему.

## 7.2 Расчёт молниезащиты подстанции

Известно, что молниезащита играет ключевую роль в обеспечении безопасности и надёжности функционирования подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» в Республике Коми. Установлено, что в условиях современной энергетической инфраструктуры защита от атмосферных разрядов становится неотъемлемой частью проектирования и эксплуатации подстанций, поскольку именно она предотвращает разрушительное воздействие молний на оборудование и системы.

Как известно, атмосферные разряды могут вызвать серьёзные повреждения, затрагивающие трансформаторы, линии электропередач и системы управления. Эти повреждения нередко приводят к необходимости дорогостоящих ремонтов и замены оборудования, а также к длительным простоям подстанции, что влечёт за собой значительные экономические потери.

Надёжная система молниезащиты минимизирует риск подобных инцидентов, предотвращая разрушительные последствия ударов молний и поддерживая стабильность работы энергосистемы. Важной задачей молниезащиты является обеспечение безопасности персонала, работающего на подстанции. Атмосферные разряды могут создавать крайне опасные условия, такие как возникновение пожаров и поражение электрическим током,

что представляет угрозу для жизни и здоровья сотрудников. Система молниезащиты снижает вероятность таких опасностей, создавая более безопасные условия работы и защищая персонал от потенциальных рисков.

Кроме того, молниезащита способствует сохранению целостности и долговечности электрической инфраструктуры подстанции. Частые удары молний могут постепенно разрушать изоляцию кабелей, вызывать коррозию и механические повреждения оборудования, что приводит к сокращению срока его службы и увеличению эксплуатационных расходов.

Защита от атмосферных перенапряжений позволяет поддерживать оборудование в надлежащем состоянии, обеспечивая его надёжную и долгосрочную эксплуатацию. Данный аспект особенно важен для поддержания экономической эффективности подстанции и всей энергосистемы Республики Коми.

Таким образом, молниезащита на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми является не просто важным, а необходимым элементом, обеспечивающим безопасность, надёжность и долговечность работы всей энергосистемы. Её основная роль заключается в защите оборудования от разрушительных воздействий молний, снижении рисков для персонала и предотвращении экономических потерь, связанных с авариями и простоями.

В работе устройство молниезащиты подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми, осуществляется стержневыми молниеотводами.

Определяется их радиус действия, длина и количество.

«К установке принимаются молниеотводы типа СМ–25, высота которого составляет  $h = 25$  м.

Активная высота молниеотвода определяется по формуле» [19]:

$$h_a = h - h_x, \quad (35)$$

где « $h$  – высота молниеотвода,  $h = 25$  м;

$h_x$  – максимальная высота защищаемого объекта,  $h_x = 12,5$  м» [19].

$$h_a = 25 - 12,5 = 12,5 \text{ м.}$$

«Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода» [19]:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (36)$$

где « $h$  – высота молниеотвода,  $h = 35$  м;

$h_a$  – активная часть молниеотвода;

$p$  – вероятность попадания молнии в защищаемую зону при  $h \leq 30$  м, величина  $p = 1$ » [19].

$$r_x = 12,5 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{12,5}{25}} \cdot 1 = 13,3 \text{ м.}$$

«Ширина защитной зоны для стороны между молниеотводами 1–2 и 3–4  $a_1 = 50$  м, тогда» [19]:

$$a_1 / h_a = \frac{50}{12,5} = 4,0,$$

$$h_a / h = \frac{12,5}{25} = 0,5,$$

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,63.$$

«Ширина защитной зоны» [19]:

$$b_x / 2 = 0,63 \cdot h_a, \quad (37)$$

$$b_x / 2 = 0,63 \cdot 12,5 = 7,9 \text{ м.}$$

«Для стороны между молниеотводами 1–3 и 2–4  $a = 48$  м, тогда» [19]:

$$a_2 / h_a = 48 / 12,5 = 3,84,$$

$$h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5,$$

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,65.$$

«Ширина защитной зоны» [19]:

$$b_x / 2 = 0,65 \cdot h_a, \quad (38)$$

$$b_x / 2 = 0,65 \cdot 12,5 = 8,1 \text{ м.}$$

«Для диагонали между молниеотводами 1–4 и 2–3,  $D_1 = 69,3$  м, тогда» [19]:

$$a_2 / h_a = 69,3 / 12,5 = 5,5,$$

$$h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5,$$

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,68.$$

«Ширина защитной зоны» [19]:

$$b_x / 2 = 0,68 \cdot h_a, \quad (39)$$

$$b_x / 2 = 0,68 \cdot 12,5 = 8,5 \text{ м.}$$

«Проверка молниезащиты» [19]:

$$D_1 < 8 \cdot (h - h_x) \cdot p, \quad (40)$$

$$D_1 = 69,3 \leq 8 \cdot (25 - 12,5) \cdot 1 = 100 \text{ м.}$$

«Наименьшая высота зоны защиты  $h_0$  для молниеотводов до 30 метров» [19]:

$$h_0 = h - \frac{D_1}{7}, \quad (41)$$

$$h_0 = 25 - \frac{69,3}{7} = 15,1 \text{ м.}$$

В работе рассчитана молниезащита подстанции.

Установлено, что она выполнена с применением четырёх стержневых молниеотводов с радиусом защиты 15,1 м для каждого молниеотвода.

Молниеотводы установлены по периметру подстанции.

Выводы по разделу.

В результате проведения расчёта контура заземления подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми установлено, что необходимым и достаточным условием будет использование в данном контуре 44 вертикальных электрода, расположенных по периметру подстанции и связанных в единую систему.

Рассчитана молниезащита подстанции. Установлено, что она выполнена с применением четырёх стержневых молниеотводов с радиусом защиты 15,1 м для каждого молниеотвода. Молниеотводы установлены по периметру подстанции.

## **Заключение**

В работе разработан проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» городского поселения Сосногорск Республики Коми.

Установлено, что объектом исследования в данной работе выступает понизительная подстанция 220/110/35 кВ «Ухта», которую необходимо реконструировать в связи с увеличением нагрузки потребителей нефтяного месторождения, которое планируется ввести в работу в 2025 году.

Проведён анализ исходных технических данных по реконструируемой подстанции.

Установлено, что рассматриваемая подстанция является узловой в системе электроснабжения региона, играя важнейшую роль в резервировании мощностей.

Определено, что подавляющее большинство потребителей, которые получают питание от подстанции, относятся к 1 и 2 категориям надёжности.

Детально рассмотрена структурная схема реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», описано техническое состояние оборудования.

Установлено, что на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» необходимо ввести в эксплуатацию две новых линии 110 кВ, питающие потребители месторождения нефти, установленной мощностью по 15000 кВт каждая (всего – 30000 кВт).

Указанные линии относятся к первой категории надёжности потребителей.

В связи с этим, необходимо провести реконструкцию РУ-110 кВ, выделив дополнительно два новых присоединения.

Кроме того, в результате проведения анализа схемных решений и технического состояния оборудования всех РУ, находящихся на ПС-220/110/35 кВ «Ухта», было установлено следующее:

- все схемные решения на подстанции соответствуют нормативным требованиям по надёжности, экономичности и бесперебойности электроснабжения, поэтому в реконструкции не нуждаются;
- учитывая устаревшее оборудование, находящееся в РУ-220 кВ, 110 кВ и 35 кВ на подстанции, предложено заменить его на новые современные модификации;
- предлагается выбрать новые типы РУ с соответствующими ячейками (на данный период все они выполнены открытыми, что не соответствует современным требованиям);
- предлагается провести модернизацию вторичных цепей, а именно, релейной защиты (РЗ) подстанции, выполнив замену устаревших типов РЗ на новые современные модификации.

Установлено, что для применения на сторонах РУ ВН, 220 кВ, РУ СН, 110 кВ и РУ НН, 35 кВ реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», окончательно принята схема электрических соединений «Одна секционированная система шин» с тремя (220 кВ) или двумя (110 кВ и 35 кВ) независимыми вводами, которая наиболее рациональна для применения на данном объекте.

Рассчитаны значения электрических нагрузок отдельных присоединений напряжением 110 кВ и 35 кВ, а также всей понизительной трансформаторной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми.

Установлено, что суммарная полная нагрузка присоединений напряжением 110 кВ составила 175600 кВА, суммарная полная нагрузка присоединений напряжением 35 кВ равна 22700 кВА, а суммарная полная нагрузка всей реконструируемой подстанции равна 198300 кВА.

Расчётный ток на вводе 220 кВ равен 520, 4 А. Результаты расчёта нагрузок используются в работе далее.

Основываясь на полученных результатах выбора и проверок установлено, что автотрансформаторы марки АДЦТН-125000/220/110-У1, ранее установленные на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», полностью

соответствуют требованиям проверок системы охлаждения на нагрузочную и перегрузочную способности в связи с подключением новых потребителей нефтяного месторождения на напряжении 110 кВ к РУ-110 кВ подстанции.

Исходя из этого, определено, что указанные автотрансформаторы не нуждаются в замене в связи с реконструкцией объекта исследования.

В послеаварийном режиме один АТ, оставшийся в работе, будет питать всю нагрузку подстанции без ущерба для своей системы охлаждения.

Установлено, что на выводе силового автотрансформатора подстанции значения трёхфазных токов КЗ будут следующими: на выводах 220 кВ – 1,35 кА, на выводах 110 кВ – 2,17 кА, на выводах 35 кВ – 1,42 кА.

Соответственно, значения ударных токов КЗ будут составлять: на выводах 220 кВ – 3,36 кА, на выводах 110 кВ – 4,84 кА, на выводах 35 кВ – 3,04 кА.

Определено, что все проводники, которые были установлены на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», подходят для дальнейшего использования в рамках проведённой реконструкции в связи с увеличением нагрузки потребителей.

Учитывая современные инновационные разработки в данной сфере, осуществлён окончательный выбор распределительных устройств для установки на реконструируемой подстанции 220/110/35 кВ «Ухта»:

- для применения в РУ-220 кВ предложено использовать КРУЭ-220 кВ с ячейками марки ABB ELK-14;
- для применения в РУ-110 кВ предложено использовать КРУЭ-110 кВ с ячейками марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ;
- для использования в РУ-35 кВ рекомендуется установить комплектное (модульное) РУ с вакуумной изоляцией и использованием ячеек марки КРУ-СЭЩ-70-35.

Для компоновки выбранных ячеек КРУЭ-220 кВ, КРУЭ-110 кВ и КРУ-35 кВ реконструированной подстанции 220/110/35 кВ «Ухта», выбрано и

проверено оборудование, которое обеспечит надёжную работу подстанции и энергосистемы региона в целом.

Всё выбранное оборудование проходит все требуемые проверки, следовательно, оно подходит для компоновки выбранных типов РУ подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» после её реконструкции.

Выбраны и обоснованы современные интеллектуальные блоки релейной защиты, автоматики и сигнализации ПАРМА IED-EP, предлагаемые к использованию на подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми.

В результате проведения расчёта контура заземления подстанции 220/110/35 кВ «Ухта» Республики Коми установлено, что необходимым и достаточным условием будет использование в данном контуре 44 вертикальных электрода, расположенных по периметру подстанции и связанных в единую систему.

Рассчитана молниезащита подстанции. Установлено, что она выполнена с применением четырёх стержневых молниеотводов с радиусом защиты 15,1 м для каждого молниеотвода. Молниеотводы установлены по периметру подстанции.

Таким образом установлено, что разработанный проект реконструкции характеризуется достаточными условиями надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 17.08.2024).

2. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 17.08.2024).

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: 17.08.2024).

4. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 17.08.2024).

5. Каталог Электрощит Самара. КРУ-СЭЩ-70-35 кВ. [Электронный ресурс]: URL: [https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/Каталог\\_КРУ-СЭЩ-70\\_35кВ.pdf](https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/Каталог_КРУ-СЭЩ-70_35кВ.pdf) (дата обращения 17.08.2024 г.).

6. Каталог Электрощит Самара. КРУ-СЭЩ-70-6(10) кВ. [Электронный ресурс]: URL: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/05a/Katalog-KRU\\_SESHCH\\_70.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/05a/Katalog-KRU_SESHCH_70.pdf) (дата обращения 17.08.2024 г.).

7. КРУЭ 220 кВ марки ABB ELK-14. [Электронный ресурс]: URL: [https://library.e.abb.com/public/704da0dcf38c41cc9d6a2e17d2099445/ELK-14\\_300\\_1HC0008262AJ\\_Ru.pdf?x-sign=rl6q4LmN6/7yLuYufWA5cieXmhVhPGGfWBFrrUtT6ID5mx9advjxn5UZZgAtHJfu](https://library.e.abb.com/public/704da0dcf38c41cc9d6a2e17d2099445/ELK-14_300_1HC0008262AJ_Ru.pdf?x-sign=rl6q4LmN6/7yLuYufWA5cieXmhVhPGGfWBFrrUtT6ID5mx9advjxn5UZZgAtHJfu) (дата обращения 17.08.2024 г.)

8. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

9. Линия: Ухта (152126979) [Электронный ресурс]: URL:

<https://www.openstreetmap.org/way/152126979#map=16/63.5512/53.9613> (дата обращения: 17.08.2024).

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

11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

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

13. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 17.08.2024).

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

15. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

16. Современные интеллектуальные блоки релейной защиты, автоматики и сигнализации ПАРМА IED-EP+ [Электронный ресурс]: URL: <https://parma.spb.ru/oborudovanie/releynaya-zashchita-i-avtomatika/bloki-releynoy-zashchity-dlya-tsifrovoy-podstantsii/> (дата обращения: 17.08.2024).

17. Схема ЛЭП и электроснабжения России. ПС 220/110/35 кВ «Ухта» [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#12.18/63.55045/53.95676> (дата обращения: 17.08.2024).

18. Технические характеристики ячеек КРУЭ–СЭЩ–110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: [https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3\\_%D0%9A%D0%A0%D0%A3%D0%AD-](https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3_%D0%9A%D0%A0%D0%A3%D0%AD-)

%D0%A1%D0%AD%D0%A9-

110\_%D0%BA%D0%92.pdf&ysclid=lhplttemn1972110597 (дата обращения 17.08.2024 г.)

19. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: Сборник документов. Серия 17. Выпуск 27. Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 17.08.2024).

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