

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Разработка мероприятий по модернизации подстанции «Бизмич» 35/10 кВ

Студент

М.М. Сайфиддинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, В.А. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ основных электрических цепей подстанции и основного электрооборудования.....	7
1.1 Краткое описание объекта реконструкции	7
1.2 Анализ существующего оборудования ОРУ- 35 кВ ПС «Бизмич»	9
1.3 Перечень основного оборудования 35 кВ, установленного на ПС «Бизмич».....	11
1.4 Анализ существующего оборудования распределительного устройства низкого напряжения 10 кВ ПС «Бизмич»	18
2 Разработка и обоснование мер, принятых для реконструкции электрической части подстанции «Бизмич»	20
2.1 Требования к силовому трансформатору в части соблюдения концепции «цифровой подстанции»	23
2.2 Выбор силового трансформатора подстанции «Бизмич».....	24
2.3 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Бизмич»	32
2.4 Выбор основного оборудования подстанции «Бизмич».....	36
2.5 Выбор высоковольтного трансформатора тока и трансформатора напряжения 35 кВ подстанции «Бизмич»	49
2.6 Выбор разъединителя 35 кВ подстанции «Бизмич»	55
2.7 Выбор ограничителей перенапряжения	57
2.8 Выбор токоведущих частей	59
2.9 Выбор комплектного распределительного устройства ЗРУ-10 кВ и оборудования, входящего в его состав	63
2.10 Система оперативного тока подстанции	67
2.11 Собственные нужды подстанции	68
3 Техничко-экономические показатели реконструкции подстанции	70
Заключение	76
Список используемых источников.....	77

Введение

«Важнейшим показателем, во многом определяющим уровень экономического развития и благосостояния населения, а также национальную безопасность любой страны, является экономически эффективное потребление энергии.

Устойчивый прогресс экономики современного общества подразумевает, что одна из основных составляющих этого процесса – энергетический фактор» [21].

ОАО «Памир Энерджи» является единственной энергетической компанией в Таджикистане, созданной на основании концессионного соглашения. Основной целью создания компании является удовлетворение энергетических потребностей жителей Горно-Бадахшанской автономной области Республики Таджикистан и содействие экономическому и социальному развитию данного горного региона.

На сегодняшний день Памир Энерджи поставляет электроэнергию 213 000 потребителей в ГБАО. Зона обслуживания компании составляет 64 000 км, количество районов - 8, количество резиденций - 32 800. Число потребителей составляет 28 600 человек, из которых домашние хозяйства - 27 400, государственные - 400 и коммерческие - 800.

«Памир Энерджи» — это динамично развивающаяся энергетическая отрасль, имеющая отличные перспективы для дальнейшего развития.

В Советском Союзе из-за недостатка мощности Хорогской ГЭС использовались дизельные генераторы, которые потребляли дизельное топливо. В основном электричество подавалось только в город Хорог в среднем по 12 часов в сутки, остальное население региона были практически полностью без электричества. После распада СССР поставки дизельного топлива в регион были полностью прерваны, что усугубило ситуацию с энергоснабжением. Из-за сложившейся ситуации и суровых условий горного региона более 70% лесных угодий региона были вырублены. «В целях

улучшения ситуации в декабре 2002 года после подписания концессионного соглашения между Правительством Республики Таджикистан, Фондом экономического развития Ага Хана и Международной финансовой корпорацией была основана компания Памир Энерджи. На сегодняшний день Всемирный банк, Международная финансовая корпорация и Швейцарское агентство экономической поддержки работают и являются финансовыми партнерами. Компания основана на правах частного проекта. Основными донорами являются Всемирный банк - 10 млн. долларов США, Международная финансовая корпорация - 8 млн. долларов США, Фонд экономического развития Ага Хана 8,2 долларов США. Правительство Республики Таджикистан решило, что заключение этого соглашения будет наиболее эффективным способом финансирования, строительства, разработки и эксплуатации проекта, повышения надежности и эффективности энергоснабжения в ГБАО, а также создания инфраструктуры, необходимой для будущего экономического развития ГБАО. Целью проекта является повышение за счет привлечения частного сектора надежности и увеличения объема электроэнергии, поставляемой в ГБАО, в финансовом, экономическом и социальном плане» [25].

Актуальность работы.

Энергетическая отрасль продолжительное время является локомотивом развития многих территорий любой страны. Туда, куда пришла электрическая энергия, стали переселяться люди, на этой территории происходит бум развития промышленности. Безусловно, повышение бесперебойности электроснабжения регионов, территориально отдаленных от центральных областей, является важной задачей, которая решается на всем протяжении существования электрических сетей.

Таким образом, ускорение экономического и социального развития Горно-Бадахшанской автономной области Республики Таджикистан, за счет улучшения электроснабжения данной территории является актуальной задачей.

Цель работы.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение качества и надежности электроснабжения и повышение мощности подстанции.

Объектом исследования является подстанция 35/10 кВ «Бизмич»

Задачи исследования.

В соответствии с поставленной целью, в работе необходимо решить следующие задачи:

1) выполнить анализ высоковольтного электрооборудования подстанции и общей электрической схемы;

2) разработать мероприятия по модернизации электрической части подстанции 35/10 кВ «Бизмич».

Практическая значимость работы состоит в том, что предложенная реконструкция и техническое перевооружение подстанции повысит ее надежность и увеличит количество вырабатываемой электроэнергии.

Основные положения выносимые на защиту.

1. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению электрической подстанции 35/10 кВ «Бизмич».

Новизна магистерской диссертации.

1. Новизна работы заключается в рекомендациях по реконструкции и техническому перевооружению электрической подстанции 35/10 кВ «Бизмич».

Вопросам модернизации работающих электрических подстанций большое внимание уделяется у таких отечественных авторов научных работ как Черновец А.К., Лapidус А.А., Зильберман В.А., Пешков И.Б., Охоткин Г.П., Каменский М.К., Шайнога И.С. и др.

Из электронных ресурсов можно выделить информационные порталы Dvteplo.ru, Eprussia.ru, Energo-info.ru, Elektrik Info.ru, So-ups.ru, Novostienergetiki.ru, gigavat.com и др.

Издаются периодические издания: журналы «Электроэнергия.

Передача и распределение», «Энергетик», «Энергосбережение», «Энергоэффективность и энергосбережение», «Вести в электроэнергетике», «Энергетика. Электричество. Электротехника» и др.

Основные материалы диссертации докладывались на Всероссийской научно-практической конференции «Взаимодействие науки и общества – путь к модернизации и инновационному развитию» 13 мая 2021 г. г Иркутск и на Международной научно-практической конференции «Научное обеспечение технического и технологического прогресса» 15 мая 2021 г. г. Казань.

По теме диссертации опубликовано три научные статьи [18], [19], [20].

Структура и объём работы.

Структура: введение, 3 раздела, заключение, список использованной литературы.

Пояснительная записка содержит 81 страниц машинописного текста.

1 Анализ основных электрических цепей подстанции и основного электрооборудования

1.1 Краткое описание объекта реконструкции

Адрес местоположения подстанции «Бизмич» 35/10 кВ: Республика Таджикистан, ГБАО, город Хорог (см. рисунок 1). Город Хорог расположен в юго-западной части области и с западной части граничит с Афганистаном, находясь в 525 км от Душанбе. Подстанция относится к зоне снабжения ОАО «Памир Энерджи».

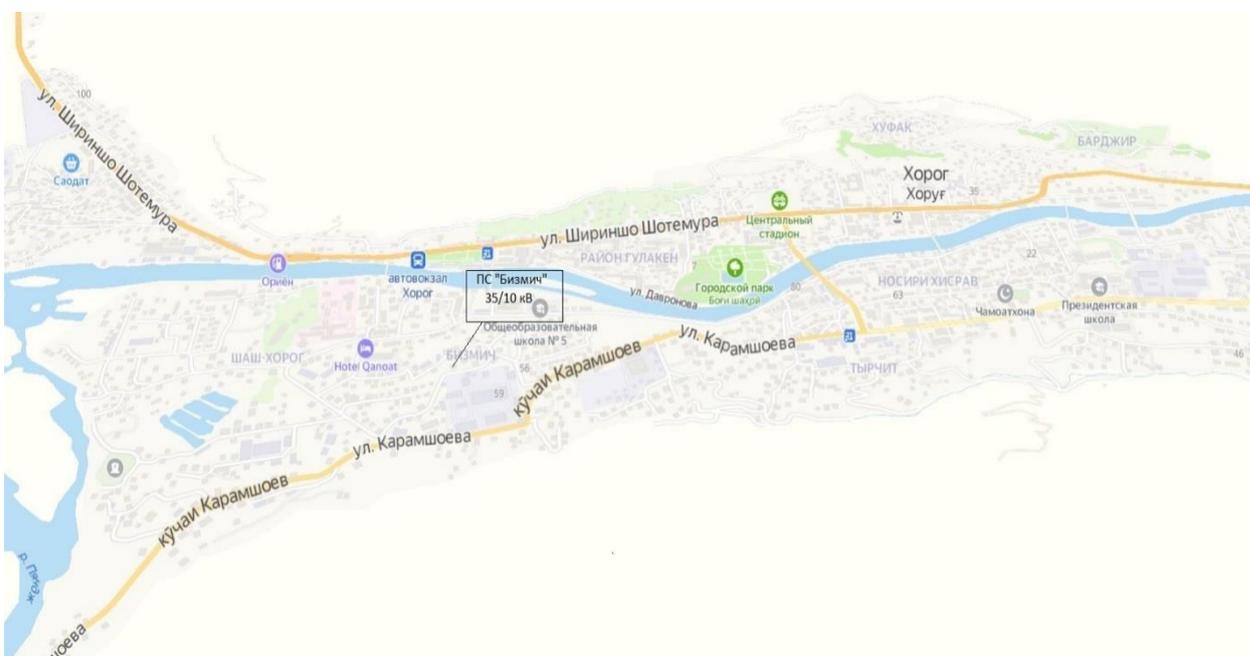


Рисунок 1 – Местоположение ПС «Бизмич»

ЭП 35/10 кВ «Бизмич» построена в 1985 году. Площадь застройки подстанции - 987 м².

Подстанция 35/10 кВ «Бизмич» является производственным объектом, который получает, преобразует, распределяет, передает электроэнергию с достаточной высокой степенью бесперебойности, с высоким уровнем параметров электроэнергии и образует собой комбинацию электроустановки

питания, коммутации и измерение, объединенное в общую электрическую сеть.

Согласно точке подключения к единым энергосетям, подстанция Бизмич 35/10 кВ является тупиковой ЭП и подключена к двум ВЛ 3 кВ: ВЛ-35 кВ (цепь №3 ОРУ ГЭС Хорог – Бизмич) и ВЛ-35 кВ (цепь №4 ОРУ ГЭС Хорог – Бизмич).

Основными потребителями электрической энергии являются городские кварталы. Кроме жилых домов в них располагаются общественные здания и объекты жилищно-коммунального хозяйства, поэтому присутствуют все три категории надежности: I, II и III (см. таблицу 1).

Таблица 1 - Технические характеристики ЭП 35/10 кВ «Бизмич»

Показатель	Величина
Уровни ВН/НН	35 кВ / 10кВ
Конструктивное исполнение ЭП и РУ	«РУ 35 кВ – открытое; по типовой схеме № 35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». РУ10 кВ – закрытое; комплектное с коридором обслуживания (КРУН), по типовой схеме № 10(10)-1» [29].
Количество силовых трансформаторов	2x10 МВА ТМ-10000 / 35 / 10
Тип ввода	РУ 35 кВ – ВЛ; РУ 10 кВ – ввод ВЛ; отходящие фидеры ВЛ
Количество линий подключаемых к подстанции по каждому РУ	РУ 35 кВ – 2 ВЛ; РУ-10 кВ – 13 ВЛ
Вид обслуживания	Постоянный обслуживающий персонал

1.2 Анализ существующего оборудования ОРУ- 35 кВ ПС «Бизмич»

Увеличение степени амортизации оборудования и недоступность возможности реставрации его свойств, превращает энергию в объект повышенной опасности. Возможны возникновения технологических сбоев и аварий как трансформаторов, так и любого другого электротехнического оборудования, расположенного на подстанции.

Виды износа:

«- физический износ;

- функциональная амортизация, которая подразделяется на моральное состояние (первый тип - стоимость изготовления составляющих его частей, а второй тип - появление новых технологий) и технологический;

- экономический износ (потеря стоимости из-за различных экономических факторов);

- механический износ;

- электрический износ (потеря свойств и уникальных качеств).

Оборудование, установленное на подстанции 35/10 кВ «Бизмич», все виды износа перечислены выше.

- неинтенсивный демонтаж и вывод из эксплуатации использованного электрооборудования, что сегодня приводит к еще большему устареванию парка электрооборудования станции;

- увеличение затрат на ремонт и техническое обслуживание в исправном состоянии использованного электрооборудования;

- значительное повышение цен на новое электрооборудование (включая транспортные расходы);

- недостаточная амортизация, приводящая к ускорению темпов старения электрооборудования на сумму амортизации, предназначенной для воспроизводства основных средств;

- значительное увеличение потребления электроэнергии из года в год (что может привести к дефициту электроэнергии)» [27].

Модернизация того что уже есть и прекрасно себя зарекомендовало является актуальным решением для любой энергетической отрасли в целом, поскольку как материально, так и экономически трудно устранить все устаревшее электрооборудование из-за значительного объема и последующей нецелесообразности.

Расположенное на ЭП оборудование, в зависимости от степени износа, условно делятся на две группы:

- электрооборудование, срок эксплуатации которого не превысил паспортный (заданный) срок службы;
- электрооборудование, срок эксплуатации которого превысил паспортный (заданный) срок службы.

Главная проблема оборудования с превышенным сроком службы состоит в том, «что, несмотря на нормативно-техническую документацию, согласно которой работа должна быть остановлена, электрические устройства работают с применением силы. Дальнейшая эксплуатация изношенных электрических устройств возможна только из-за определенного запаса прочности, так что электрические устройства могут продолжать выполнять свои функции. Однако нельзя полагаться на запас прочности, поскольку это приводит к неопределенности в оценке износа электрических устройств, что не позволяет хотя бы приблизительно прогнозировать будущий срок службы» [18].

Решение вышеуказанных задач может быть реализовано тремя способами:

1. Полное техническое перевооружение подстанции на новое высокоэффективное оборудование.
2. Техническое перевооружение и реконструкция с демонтажем изношенного оборудования и установкой нового, но с подобными техническими характеристиками;
3. Техническое обслуживание и ремонт уже имеющегося оборудования.

1.3 Перечень основного оборудования 35 кВ, установленного на ПС «Бизмич»

ОРУ 35 кВ ПС «Бизмич» состоит из следующего основного оборудования:

- отделитель тока РДЗ-1; РДЗ-2 35 кВ - 2 шт;
- защита от перенапряжения РВС-35 кВ - 6 шт;
- измерители тока ТФМ-35 кВ;
- трансформаторы напряжения НКФ-35-57 35 кВ;
- главные преобразователи ТМ-10000/35/10 кВ - 2 шт;
- масляные выключатели С – 35 – 2 шт.

1.3.1 Разъединители РДЗ-1; РДЗ-2 35кВ

«Разъединитель (см. рисунок 2) представляет собой электрический прибор, предназначенный для создания видимого зазора в цепях во время завершения ремонта оборудования, а также для снятия напряжения обесточенных частей элементов электроустановки» [17].

Аппараты РДЗ за весь период эксплуатации в сильной степени изношены и морально устарели. Выпускаемые в наше время аналоги конструктивно намного более предпочтительны.

Основные недостатки установленных на ЭП разъединителей:

- низкое высоковольтное напряжение грозового разряда по сравнению с современными аналогами;
- конструктивное устаревание: необходимо проверить и при необходимости заменить шарикоподшипники основания вращающейся колонны; низкая упругость крышки; повышенный момент трения шатунов и валов; постепенное изменение угла наклона поворотного механизма; высокий момент сопротивления ручки привода во время работы;
- максимальная толщина ледяной корки, при которой возможно работать с разъединителем - до 10 мм, а в современных - до 20 мм;

- повышенная восприимчивость к ржавчине металлических конструкций разъединителя.



Рисунок 2 – Разъединитель РДЗ 35 кВ

1.3.2 Разрядники РВС-35 кВ

Приборы защиты от перенапряжений типа РВС (находящийся в эксплуатации на рассматриваемой подстанции) активно используются со времен Советского Союза. Средний срок эксплуатации разрядников составляет 25-30 лет. В настоящее время конструкция искровых разрядников клапанного типа считается неактуальной, морально устаревшей. К тому же на ПЭ они физически сильно изношены. Из-за данных недостатков разрядники требуют замены на новые типы.

«Основные недостатки искрового разрядника РКС- 35 кВ (см. рисунок 3):

- длительный ток промышленной частоты (сопровождающий ток) приводит к недопустимому нагреву диска вилитового и выходу из строя разрядника;

- надежная работа разрядника гарантируется только качественным заземлением нижнего фланца, что не всегда обеспечивается монтажными организациями.

- грязь на поверхности, ржавчина на головках болтов и гайках фланцевых соединений может привести к перекрытию разрядника с номинальным напряжением (из-за искажения распределения напряжения вокруг разрядника и появления полос или полюсов, которые проводят ток) ;

- экспериментальные данные по работе вентильных разрядников выявили следующие возможные конструктивные недостатки: обрывы в цепи байпасного резистора, увлажнение дисков резистора;

- необходимость периодического обслуживания в течение всего срока его службы;

- ограниченная коммутационная способность, то есть невозможность многократного прохождения импульсов тока из-за материальных характеристик последовательного резистора - карборунда (зерна карборунда разрушены);

- значительные габариты и вес» [3].



Рисунок 3 - Разрядники PBC-35 кВ

1.3.3 Трансформаторы тока ТФМ-35 кВ

В высоковольтном силовом оборудовании для измерения величины протекающего тока применяют трансформаторы тока. Благодаря этому с помощью низковольтного оборудования, в данном случае с помощью измерительного трансформатора, мы можем измерять высокие токи. Кроме этого, имеющаяся в трансформаторе тока гальваническая развязка между сторонами высокого и низкого напряжения повышает надежность измерительного прибора и всей системы измерения в целом.

ТФМ - трансформатор тока в фарфоровом масляном баке (трансформаторное масло выполняет роль изолирующей средой). Масло является взрывоопасной средой, из которой, по мере старения выделяется большее количество взрывоопасных газов. Поэтому внедряя современные технологии, от устаревших конструкций стараются избавляться. На смену изоляции из масла пришел элегаз или все более широко применяются более высокотехнологичные оптоэлектронные трансформаторы тока.

При эксплуатации масляных трансформаторов ТФМ-35 кВ (см. рисунок 4) были выявлены следующие негативные моменты:

- сильное ухудшение изоляционных показателей трансформаторного масла при смачивании (при взаимодействии с воздухом при разгерметизации или доступе воздуха по какой-либо другой причине);
- значительная стоимость эксплуатации, которая увеличивается с каждым годом за счет увеличения расходов на ремонт и техническое обслуживание;
- риск взрыва из-за присутствия масляной изолирующей среды;
- риск пожара из-за присутствия масляной изолирующей среды;
- значительные затраты на добычу и утилизацию нефти в конце срока ее службы;
- снижение класса точности измерительного прибора по мере износа оборудования.

Кроме этого значительно повышаются как технические, так и экологические требования к электрическим сетям в целом и электрическим подстанциям в частности. Во вновь возводимых электрических подстанциях не предусматривается возможность применения масляных трансформаторов тока, поскольку будет невозможно интегрировать их в цифровую измерительную систему, поддерживающую обмен цифровыми данными.



Рисунок 4 – Трансформатор тока ТФМ – 35 кВ

1.3.4 Трансформаторы напряжения

Также, как и трансформаторы тока, трансформаторы напряжения применяются в высоковольтном силовом оборудовании, но для измерения величины высокого напряжения с помощью низковольтных измерительных приборов. Имеющаяся в трансформаторе напряжения гальваническая развязка между сторонами высокого и низкого напряжения повышает

надежность измерительного прибора и всей системы измерения в целом [4], [12].

Трансформаторы напряжения, используемые на рассматриваемой подстанции типа ЗНОМ-35-57 (см. рисунок 5).

«Основные недостатки каскадных масляных трансформаторов напряжения 35кВ ЗНОМ-35-57:

- при работе с оборудованием для коммутации мощности и по другим причинам, которые вызывают перенапряжения в сети, может возникнуть явление феррорезонанса в трансформаторе напряжения;

- опасность взрыва и возгорания масляной изолирующей среды;

- значительный вес трансформатора напряжения из-за наличия трансформаторного масла;

- недостаточная герметизация корпуса трансформатора напряжения, что может привести к утечке масла» [1].

Несоответствие базовым требованиям для реализации проектов цифровых подстанций в будущем является одной из значимых причиной для замены масляных ТН, потому что не удастся интегрировать их в цифровую измерительную систему, которая поддерживает обмен цифровыми данными.



Рисунок 5 – Трансформатор напряжения ЗНОМ – 35 кВ

1.3.5 Силовой трансформатор 35/10 кВ

Применяемые силовые трансформаторы на подстанции Бизмич 35/10 кВ - ТДН-10000/35/10 кВ. Трансформаторы эксплуатируются с 1987 года, т.е. уже в течении тридцати четырех лет, при том, что средний срок службы трансформаторов без проведения капитального ремонта составляет от 25 до 30 лет. Ремонт трансформаторов на подстанции не проводился, за исключением проведения регламентных работ по техническому обслуживанию.

Изучение технического состояния установленных на подстанции Бизмич 35/10 кВ силовых трансформаторов ТДН-10000/35/10 кВ (см. рисунок 6), выявило основные неисправности, по которым данные трансформаторы должны быть заменены на новые:

- ухудшению диэлектрических параметров трансформаторного масла;
- изменение диэлектрических свойств покрытий трансформаторной стали, из которой изготовлены пакеты магнитопроводов, а также изоляции крепежных элементов;
- ухудшению диэлектрических параметров изоляции проводов и катушек обмоток что вызывает повышенный расход энергии при работе трансформатора, увеличивает нагрев трансформатора;
- ухудшению диэлектрических параметров главной изоляции катушек, что может вызвать электрический пробой и короткое замыкание проводников катушек на корпус;
- разгерметизация бака трансформатора в результате потери упругости уплотнений крышки и изоляторов, что также снижает диэлектрические свойства изоляции;
- ослабление момента затяжек шпилек сжатия ярма магнитопровода трансформатора, что приводит к повышению вибраций и шума;

- снижение эффективности конвекционного обмена в системе охлаждения трансформатора с маслом (уменьшение объема масла,двигающегося по контуру охлаждения, вызванное засорением трубок радиатора охлаждения);
- частый перегрев трансформатора в связи с общим повышением нагрузки на него, а также увеличением пиков перенапряжения из-за увеличения нагрузки на подстанцию);
- износ устройства РПН [20], [23].



Рисунок 6 – Трансформатор ТДН-10000/35/10 кВ

1.4 Анализ существующего оборудования распределительного устройства низкого напряжения 10 кВ ПС «Бизмич»

На подстанции Бизмич 35/10 кВ применяется морально устаревшее комплектное распределительное устройство К-47 на 10 кВ.

«Основные недостатки распределительного устройства типа К-47:

- оборудование, используемое в распределительных шкафах типа К-47, технически устарело (автоматические выключатели с низким содержанием масла);

- номинальные параметры оборудования распределительных шкафов типа К-47 не соответствуют требуемым предполагаемым (несоответствие номинальных токов, отключающей способности токов короткого замыкания);

- релейная защита реализована с помощью механических реле, которые являются менее надежными микропроцессорными устройствами;

- электрооборудование камер изношено» [19].

Выводы по разделу 1

Проведенный анализ технического состояния электрооборудования на подстанции 35/10 кВ «Бизмич» и изучение литературных источников по проблемам модернизации электрических подстанций показал следующее:

- существующие схемы КРУ 35 кВ и 10 кВ необходимо модернизировать,

- применить более современное защитное и коммутационное оборудование (разъединители, выключатели нагрузки, трансформаторы тока и напряжения);

- в связи с выработкой рекомендуемого срока эксплуатации необходимо заменить силовые трансформаторы на новые. При невозможности такой замены (например, по финансовым причинам) необходимо выполнить полный капитальный ремонт трансформаторов, желательно в заводских условиях.

2 Разработка и обоснование мер, принятых для реконструкции электрической части подстанции «Бизмич»

Для обеспечения бесперебойного электроснабжения при увеличении потребления электроэнергии и увеличении мощности требования к надежности работы электрооборудования повышаются. Количество отказов, выводов на ремонт должно быть.

Статистика, которую ведет ОАО «Памир Энерджи», показывает, что на территории республики Таджикистан около половины силовых трансформаторов, эксплуатируемых на электрических подстанциях, выработали свой рекомендуемый срок службы, то есть работают более 25 лет, причем из них 2% работают более 40 лет. Несомненно, за 25 лет научно-технический прогресс сделал большой шаг в плане разработки и применения в промышленных масштабах новых конструкционных материалов. Это касается магнитных материалов, сталей, изоляции и других материалов, применяемых при производстве электротехнической продукции.

Нужно произвести «грамотную» замену электрооборудования, заложив основу для строительства подстанций нового поколения - цифровых подстанций.

«Цифровая подстанция — это любое распределительное устройство, использующее максимальное количество «цифровых технологий», известных в мире на данном этапе инженерного и технологического развития, и обеспечивающее доступ к информации, ее передачу и обработку в полностью цифровой форме» [5].

Появление подстанций нового поколения снизило количество вынужденных реконструкций или обновлений устаревшего оборудования ограничено до необходимого минимума, поскольку техническая возможность ремонта или замены его существует только тогда, когда это действительно необходимо, т.е. не нарушать работу оборудования до появления первых признаков неисправности в зависимости от состояния. Способность достичь

такой точности прогноза технического состояния ЭП появилась с появлением современных преобразователей, регистрирующих необходимые данные, и программных продуктов, выполняющих расчеты по специальным методикам и прогнозирующих состояние ЭП с высокой достоверностью.

Понятие «цифровая подстанция» не относится абсолютно ко всему, что находится на территории подстанции. В большей степени это касается интеграции электрооборудования подстанции в общую единую энергосеть. Основное силовое оборудование работает по неизменным законам физики и «оцифровке» не может подлежать по определению в отличие от коммутационной, защитной и информационной составляющей подстанции.

Как и любое нововведение, появление цифровых подстанций обладает как положительными моментами, так и недостатками. В литературе, конечно больше внимания уделяется положительным эффектам от создания и введения в эксплуатацию цифровой подстанции:

- «использование единой сети связи с большей надежностью благодаря защищенным цифровым технологиям и гарантированный доступ ко всей информации на цифровой подстанции за счет единой реализации стандартов связи (унификация протоколов передачи информации) для любого типа оборудования;

- отсутствие электромагнитных трансформаторов тока и напряжения и, как следствие, устранение проблем, связанных с их работой (например: феррорезонанс в трансформаторе напряжения, насыщение трансформатора тока), а также гарантия полной безопасности для жизни человека;

- значительное сокращение или полный отказ от прокладки традиционных кабелей с заменой их на волоконно-оптические кабели, что дает преимущества в полном устранении помех, отсутствии потерь при сохранении заданного класса точности для любого количества подключаемых устройств; значительное сокращение кабелей связи - всего один кабель;

- наличие встроенных систем самодиагностики позволяет производить ремонт исходя из состояния оборудования, то есть на основании информации с датчиков анализируется состояние оборудования и даются рекомендации по другим заданным действиям» [12].

Но у цифровых подстанций есть и недостатки:

- трудность освоения и новизна протоколов связи, но это вопрос времени, рано или поздно освоить можно любую новую технологическую трудность, в том числе связанную с микропроцессорной техникой и программированием;

- сложность интеграции оборудования разных фирм для создания автоматизированной системы управления (АСУ);

- дороговизна, по сравнению с привычным оборудованием ПЭ.

В настоящее время можно выделить основные этапы внедрения цифровой подстанции на территории республики:

1) замена преобразовательного измерительного оборудования на альтернативный метод получения электрических величин, например использующий для преобразования эффект Фарадея;

2) использование технологического оборудования, поддерживающего обмен данными по цифровым каналам связи и оснащенного различными преобразующими цифровыми датчиками, имеющие возможность интеграции со всеми используемыми цифровыми интерфейсами;

3) создание единой корпоративной сети для обмена цифровыми данными на основе стандарта IEC 61850, принятый за основной в новых информационных энергосетях.

Для создания цифровой сети согласно стандарту IEC 61850 подстанции подразделяются на три архитектурных уровня: 1- процесс, 2- присоединение, 3- подстанция. Комплексный сбор информации осуществляющим, с помощью различного рода датчиками, первичное оборудование, измерительное или коммутационное находятся на нижнем уровне. Уровень процесса соединен шиной процесса. Средства защиты, контрольно-

измерительные приборы находятся на уровне присоединения. Уровень подключения объединен станционной линией. На уровне локального энергообъекта есть центральное микропроцессорное устройство, контроллер обмена данными и базовая станция дежурного администратора, которая отображает всю информацию обо всей подстанции [35], [36].

В следующей главе рассмотрим базовые принципы выбора силового и технологического оборудования подстанции, пригодного для установки на подстанции при ее «цифровизации».

2.1 Требования к силовому трансформатору в части соблюдения концепции «цифровой подстанции»

«Для того, чтобы соответствовать требованиям, предъявляемым к основному оборудованию цифровой подстанций, силовой трансформатор должен быть оснащен следующими системами (но не ограничиваясь этими системами, т.е. может быть добавлено что-то еще впоследствии):

- распределенными резервированными волоконно-оптическими системами, осуществляющими контроль температуры обмотки силового трансформатора (наиболее нагретой точки обмотки);
- переведенными на оптический принцип функционирования датчиками, такими как – датчик температуры верхних слоев масла, датчики влажности, датчики газосодержания в масле, датчики токов утечки вводов, датчики влажности силикагеля в осушителе и т.д.;
- оптоволоконными датчиками напряжения, встроенными в высоковольтные вводы;
- симистором с оптическим управлением и шунтирующим контактором в качестве переключающего устройства в РПН;
- оптическим цифровым датчиком пассивного типа для контроля положения РПН;

- оптическим датчиком пассивного типа для контроля положения открыт

- закрыт отсечного клапана;

- модулем связи, осуществляющим сбор информации от датчиков, первичную обработку информации, передачу команд управления РПН от системы охлаждения и отсечного клапана.

По сигналам от всех, установленных на силовом трансформаторе, преобразователей волоконно-оптического типа, сервер, установленный в ОПУ, осуществляет необходимые рабочие расчеты, например, определение износа изоляции, прогнозирование коммутационного и электрического ресурса РПН и т.п., а также множество различных необходимых операций для надежного функционирования оборудования» [23]. Прогнозная динамика возрастания потребной мощности к 2025 году составляет около 12,9 МВА, что потребует большого увеличения мощности электрических подстанций, а значит и установленных на них силовых трансформаторов.

2.2 Выбор силового трансформатора подстанции «Бизмич»

Выбор количества трансформаторов, которые будут поставлены на объекте, их мощности, основывается на результатах технико-экономического обоснования, на основе имеющихся данных нагрузки, с учетом всех потребителей электроэнергии, плотности нагрузки, текущие цены, тарифы на электроэнергию и других условий. Необходимо учитывать, что идеальная мощность трансформаторов всегда соответствует низким затратам. Таким образом, всегда необходимо выбирать трансформаторы, мощность которых ближе к расчетной, избегая очень низких коэффициентов нагрузки.

Критериями выбора являются основные параметры силового трансформатора:

- уровни напряжения: высокое ВН – 35 кВ, низкое НН – 10 кВ;

- нагрузка подстанции - 9,57 МВА;
- место установки силового трансформатора – ОРУ 35 кВ;
- категория надёжности присоединенных электроприемников - I, II и III.

Прогнозируется увеличение подключенных электропотребителей и значительное возрастание максимальной мощности подстанции. Из-за этого увеличатся рабочие токи, протекающие по подстанции, а значит, возрастут и токи короткого замыкания. Для установки на электрические подстанции 35/10 кВ рекомендуется устанавливать силовые трансформаторы типа ТДН [4]. Принимаем этот тип трансформаторов для установки на подстанции 35/10 кВ «Бизмич».

Так как без значительной реконструкции строительной части подстанции изменить количество установленных на подстанции трансформаторов трудно, оставим количество находящихся в эксплуатации на подстанции силовых трансформаторов равным двум, как было до реконструкции. Уменьшение числа силовых трансформаторов невозможно из-за необходимости обеспечения требуемой надежности электроснабжения.

Так как нагрузка на подстанцию уже возросла и планируется ее дальнейший рост, то необходимо увеличить мощность трансформаторов, для чего рассчитать необходимую мощность трансформатора с учетом прогноза роста энергопотребления (см. рисунок 7). Как видно из рисунка 7, планируется увеличение нагрузки подстанции с нынешних 9,58 МВА до 12,9 МВА. Для обеспечения надежной работы трансформатора в течение всего заявленного времени, рекомендуется в двухтрансформаторных подстанциях не нагружать отдельный трансформатор более чем на 70% от его максимальной мощности. Тогда требуемая от подстанции мощность составит

$$S_{ном.Т} = 0,7 \cdot S_{max ПС} , \quad (1)$$

$$S_{ном.Т} = 0,7 \cdot 12,9 = 9,03 \text{ МВА.}$$

где $S_{max ПС}$ - суммарная нагрузка подстанции

При выборе мощности трансформатора, необходимо принять ближайшее большее стандартное значение.

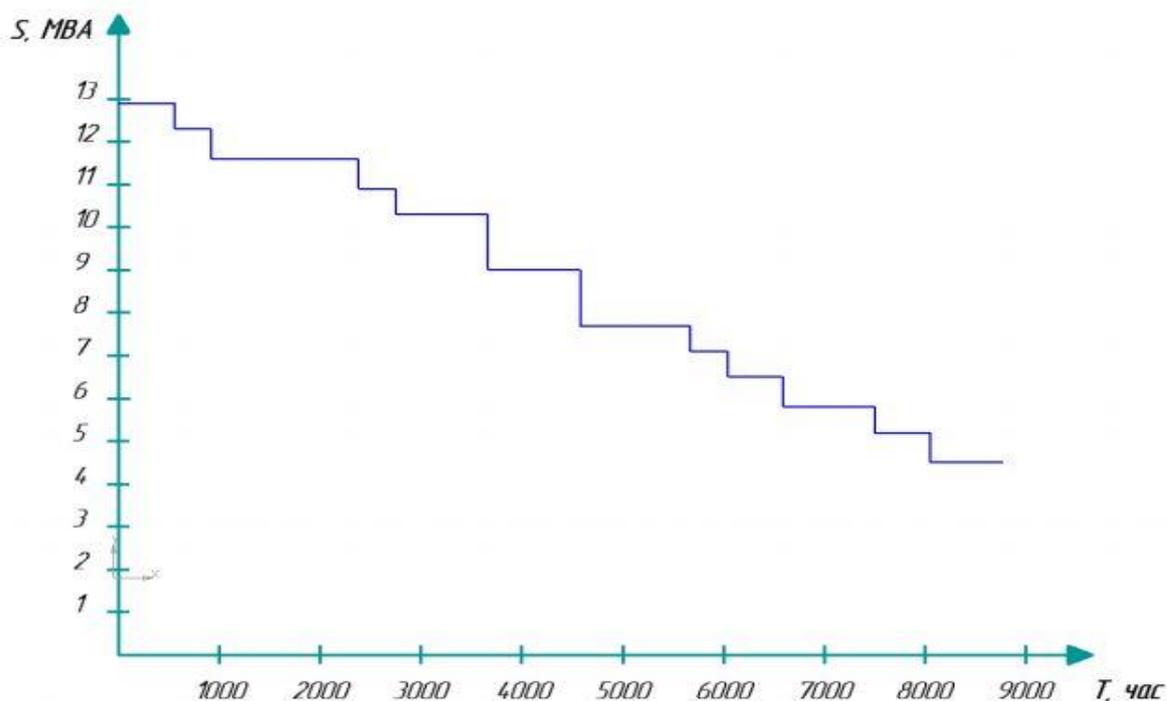


Рисунок 7 – Прогнозируемый на 2025 год годовой график нагрузки подстанции

Чтобы выбор был более обоснованным рассмотрим несколько возможных вариантов и сравним их по техническим и экономическим показателям.

Принимаем к сравнению трансформаторы одного типа но разных мощностей – 10 МВА и 16 МВА. Сравним каталожные значения выбранных трансформаторов в табличном виде (см. таблица 2).

Затем сравним потери при работе трансформаторов.

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [14]:

- 1) ТДН- 10000/35/10

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ} \quad (2)$$

$$Q_x = \frac{0,3}{100} \cdot 10000 = 30 \text{квар}$$

2) ТДН- 16000/35/10:

$$Q_x = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{квар}$$

Таблица 2 – Технические данные трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{ном.Т}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТДН- 10000/110	10	35	10,5	7,5	10	58	0,4
ТДН- 16000/110	16	35	10,5	10,5	13	85	0,4

«Потери реактивной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания» [22]:

1) ТДН- 10000/35/10

$$Q_k = \frac{u_k(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3)$$

$$Q_k = \frac{7,5}{100} \cdot 10000 = 750 \text{квар.}$$

2) ТДН- 16000/35/10:

$$Q_k = \frac{10}{100} \cdot 16000 = 1600 \text{ квар.}$$

Коэффициент загрузки:

1) ТДН- 10000/35/10:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном.Т}}} \quad (4)$$

$$K_3 = \frac{13000}{10000} = 1,3$$

2) ТДН- 16000/35/10:

$$K_3 = \frac{13000}{16000} = 0,81$$

«Расчет потери активной мощности короткого замыкания трансформатора» [22]

1) ТДН- 10000/35/10:

$$P'_k = \Delta P_k + k_{\text{ун}} \cdot Q_k \quad (5)$$

$$P'_k = 60 + 0,05 \cdot 750 = 97,5 \text{ кВт.}$$

2) ТДН- 16000/35/10:

$$P'_k = 85 + 0,05 \cdot 1600 = 145 \text{ кВт.}$$

«Расчет приведенных потерь мощности трансформатора в режиме холостого хода» [22]:

1) ТДН- 10000/35/10:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (6)$$

$$P'_x = 17 + 0,05 \cdot 48 = 19,4 \text{ кВт.}$$

2) ТДН- 16000/35/10:

$$P'_x = 17 + 0,05 \cdot 48 = 19,4 \text{ кВт.}$$

Приведённые потери:

1) ТДН- 10000/35/10:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (7)$$

$$P'_T = 15,75 + 1,3 \cdot 97,5 = 180,52 \text{ кВт.}$$

2) ТДН- 16000/35/10:

$$P'_T = 19,4 + 0,81 \cdot 145 = 113,65 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка:

1) ТДН- 10000/35/10:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} \quad (8)$$

$$S_{\text{Э.ПС}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{15,75}{97,5}} = 5,68 \text{ МВА.}$$

2) ТДН- 16000/35/10:

$$S_{\text{э.пс}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{22,6}{145}} = 9,1 \text{ МВА.}$$

Суммарные потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.в.i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{3.в.i}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (9)$$

Сравнение потерь по вариантам удобнее выполнять в табличном виде, поэтому результаты расчета потерь электрической энергии на подстанции сведем в таблицы 3 и 4.

Таблица 3 – ТДН- 10000/35/10

i	S_B , МВА	n_i	T_i	ΔW_x , КВт · час	$K_{з.в.}$	ΔW_x , КВт · час
1	2	3	4	5	6	7
1	12,9	2	549	17294	1,29	44538
2	12,3	2	366	11529	1,23	26994
3	11,6	2	1461	46021	1,16	95838
4	10,9	2	365	11498	1,09	17794
5	10,3	2	910	28665	1,03	44362
6	9	2	915	28823	0,9	36131
7	7,7	2	1093	34429	0,77	31591
8	7,1	2	366	11529	0,71	8743
9	6,5	2	548	17262	0,65	11287
10	5,8	2	913	14379	0,58	14972
11	5,2	1	546	8599	0,52	14394
12	4,5	1	728	11466	0,45	14373
				$\sum \Delta W_x = 241469$	$\sum \Delta W_k = 361042$	

$$\sum \Delta W_{\text{ПС}} = 602511$$

Таблица 4 – ТДН- 16000/35/10

i	$S_B, \text{МВА}$	n_i	T_i	$\Delta W_x,$ КВт· час	$\kappa_{3.в.}$	$\Delta W_x, \text{КВт} \cdot \text{час}$
1	2	3	4	5	6	7
1	12,9	2	549	24815	0,81	26114
2	12,3	2	366	16543	0,77	15733
3	11,6	2	1461	66037	0,72	54910
4	10,9	2	365	16498	0,68	12236
5	10,3	2	910	41132	0,64	27023
6	9	1	915	20679	0,56	41607
7	7,7	1	1093	24702	0,48	36515
8	7,1	1	366	8272	0,44	10274
9	6,5	1	548	12385	0,41	13357
10	5,8	1	913	20634	0,36	17157
11	5,2	1	546	12339	0,33	8621
12	4,5	1	728	16453	0,28	8276
				$\sum \Delta W_x = 280489$	$\sum \Delta W_k = 271823$	
$\sum \Delta W_{\text{ПС}} = 552442$						

Рассчитаем стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta \quad (10)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{4608}{5925} + 1,16 = 1,93 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим цену годовых потерь электроэнергии:

1) ТДН- 10000/35/10:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}} \quad (11)$$

$$I_{\text{э}} = 602511 \cdot 1,93 = 1162846,2 \text{ руб.}$$

ТДН- 16000/35/10:

$$I_{\text{э}} = 562442 \cdot 1,24 = 697428,08 \text{ руб.}$$

Увидим экономическую целесообразность использования трансформаторов применяя способ приведённых затрат, определенных далее:

1) ТДН-10000/35/10:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + p_{\text{сум}} + I_{\text{э}} \quad (12)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 6000000 + 0,94 \cdot 6000000 + 1162846,2 = 2626846,2 \text{ руб.}$$

2) ТДН-16000/35/10:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 8000000 + 0,94 \cdot 8000000 + 1065962,2 = 10985962,2 \text{ руб.}$$

Согласно технико-финансовому подсчету более подходящим к монтажу считается трансформатор ТДН – 10000/35. Отличие с ТДН – 16000/35 является сумма больше 17000000 рублей. Кроме того, он имеет меньшие потери холостого хода, что, как сказано в [22], является важным аспектом при выборе.

2.3 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Бизмич»

Для выбора электротехнических элементов, устройств, заземляющих электродов и т.д., необходимо выполнить расчет токов КЗ, а после применить

его для проверки выбранного электротехнического оборудования на электродинамическую стойкость. Определение этих токов производится на первой стадии проектирования подстанции.

По словам автора [15], на данный момент большое значение имеет использование современных методов расчета, которые не только учитывают величину токов короткого замыкания, но и определяют влияние полей электромагнитное воздействие, возникающее при их протекании, на срабатывание схем управления и защиты микропроцессоров. Для расчета используем методику [15].

«Для выбора устройств и проводов, а также для управления ими в соответствии с условиями термического и электродинамического сопротивления в случае возможного короткого замыкания необходимо рассчитать величины токов КЗ. Для того, чтобы найти и установить характеристики срабатывания, затем оценить чувствительность и согласованность действий устройств релейной защиты и автоматики для электроустановок 0,4-220 кВ, можно пользоваться приближенными методами, так называемыми эмпирическими методами» [15].

Расчетная схема и эквивалентная схема расчетной схемы показаны на рисунке 8. Исходные данные в таблице 5.

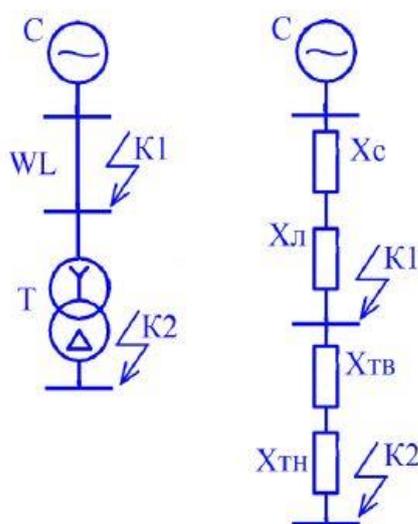


Рисунок 8 – Расчетная схема (слева) и соответствующая ей схема замещения (справа)

Таблица 5 – Исходные данные к расчету токов КЗ

Технические данные			
Система	$U_6 = 37$ кВ	$S_6 = 100$ МВА	$S_{КЗ} = 100$ МВА
Линия	$X_0 = 0,4$ Ом/км	$L = 25$ км	
Число трансформаторов	$n = 2$		

Ток короткого замыкания согласно технической информации на силовой трансформатор можно рассчитать следующим образом:

Система:

$$X_{c(6)} = \frac{S_6}{S_{КЗ}}, \text{ о.е.}, \quad (13)$$

$$X_{c(6)} = \frac{1000}{800} = 1,25 \text{ о.е.}$$

Линия электропередач:

$$X_{л(6)} = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{S_{ср}^2}, \text{ о.е.}, \quad (14)$$

$$X_{л(6)} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{1000}{37} = 3,6 \text{ о.е.}$$

Трансформатор:

$$X_{Т(6)} = \frac{U_R\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{КЗ}}, \text{ о.е.}, \quad (15)$$

$$X_{Т(6)} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 7,5 \text{ о.е.}$$

«Базисный ток в точке К₁» [15]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ кА}, \quad (16)$$
$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

«Базисный ток в точке К₂» [15]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ кА}, \quad (17)$$
$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}$$

«Базисное сопротивление в соответствующей точке К₁» [15]:

$$X_{*\text{рез б1}} = X_{*с б} + X_{*л б}, \text{ о.е.}, \quad (18)$$
$$X_{*\text{рез б1}} = 1,25 + 3,6 = 4,85 \text{ о.е.}$$

Тогда ток короткого замыкания в точке К₁:

$$I_{K1} = \frac{E_6''}{X_{*\text{рез б1}}} \cdot I_6, \text{ кА}, \quad (19)$$
$$I_{K1} = \frac{1}{4,85} \cdot 15,6 = 3,2 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К₁:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{k1} \cdot K_{ду}, \text{ кА}, \quad (20)$$
$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,2 \cdot 1,8 = 8,1 \text{ кА}$$

«Базисное сопротивление в точке К2» [15]:

$$X_{*\text{рез } 62} = X_{*\text{рез } 61} + X_{*\text{ТР } (6)}, \text{ о.е.} \quad (21)$$

$$X_{*\text{рез } 62} = 4,85 + 7,5 = 12,35 \text{ о.е.}$$

«Ток короткого замыкания в точке К2» [15]

$$I_{K1} = \frac{E_6''}{X_{*\text{рез } 62}} \cdot I_6, \text{ кА,} \quad (22)$$

$$I_{K1} = 12,35 \cdot 55 = 4,45 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{k2} \cdot K_{\text{ду}}, \text{ кА,} \quad (23)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,45 \cdot 1,96 = 12,3 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных коротких замыканий никак не ведется, поэтому эта величина очень мала по сравнению с токами трехфазного короткого замыкания. В сочетании с этими данными регистрируются трехфазные токи короткого замыкания с целью контроля устройств.

2.4 Выбор основного оборудования подстанции «Бизмич»

Для обеспечения нормальной работы подстанции имеет решающее значение выбор основного оборудования, которое непосредственно влияет на надежность подстанции как в нормальных, так и в аварийных режимах [4].

«На подстанциях неизбежно происходят разного рода аварии, вызванные множеством причин: ошибки в работе операторов, выход из строя оборудования, аварии из-за конструктивных недостатков и т.д. в этом случае

по ним протекают токи, во много раз превышающие номинальные. Устройства, которые обычно приводят к отказу устройства.

С целью снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций на подстанции было решено использовать современное оборудование, повышающее надежность работы и отвечающее требованиям строительства подстанций нового поколения - «цифровых подстанций».

Оборудование, должно быть рассчитано и выбрано для условий работы в режиме номинальной загрузки и в режиме продолжительных перегрузок при возможной аварии с учетом того, что в перспективе возможна установка силового трансформатора следующего по шкале мощности» [4]

2.4.1 Выбор высоковольтного выключателя

«Для реализации концепции «цифровой подстанции» в высоковольтном выключателе необходимо включить:

- технологические датчики (давления и плотности элегаза, состояния пружин);
- встроенный контроллер управления, который запускает и останавливает устройство, приводит в действие управление, мониторинг и диагностику (контроль газа SF₆, состояние пружин, включение / выключение доступности), а также решение следующих задач: расчет ресурса (количество переключений, износ главных контактов, износ заводских пружин электродвигателей) и контроль деградации характеристик привода (время включения и выключения, дуговое горение);
- оптические датчики угла поворота или движения пассивного типа для контроля положения контактов;
- полупроводниковые силовые ключи для управления пружиной привода включения;
- интегрированные цифровые измерительные трансформаторы;
- дублированный оптический интерфейс управления» [31].

Для интегрирования высоковольтного выключателя в цифровую подстанцию необходимо выполнение двух требований. Первое требование

касается части управления работой высоковольтного выключателя. Для этого он должен быть оборудован управляемым извне приводом. Второе требование касается передачи информации от установленных на выключателе датчиков в центральный блок управления. Для этого в самом выключателе должно быть установлено микропроцессорное устройство.

Управляющий контроллер интегрирует данный выключатель в электрическую сеть подстанции на базе протокола IEC 61850 и обеспечит логическую связь с выключателем нагрузки.

Основное применение высоковольтного выключателя - разрыв или замыкание линии при нормальном режиме работы и автоматический разрыв цепи при аварийной ситуации. Автоматическое аварийный разрыв контура - его главная и наиболее значимая функция. Надежное функционирование автоматического выключателя исключает ненужные поломки и последующие экономические затраты на ремонт.

Во многих случаях основное разделение высоковольтных выключателей по классификационным признакам является следующим:

- по методу гашения дуги, существуют следующие типы высоковольтных выключателей:

- а) масляные;
- б) воздушные;
- в) элегазовые;
- г) вакуумные.

На впервые сооружаемых или глубоко модернизированных подстанциях запрещено использовать следующие типы выключателей [31]:

- воздушные;
- масляные;
- маломасляные.

Согласно п. 6.2.2 [13] в сетях 35 кВ и более рекомендуется применять элегазовые или вакуумные выключатели.

Для комплексного проекта с учетом будущей интеграции в «цифровую» энергосеть используем элегазовый выключатель производства Chint – LW8-40/5 и вакуумный прибор фирмы Электроцит Самара – ВВУ-СЭЦ-27,5.

Чтобы выбрать между двумя предварительно отобранными аппаратами необходимо произвести их сравнение по ряду параметров, касаемых работы защитных механизмов аппарата – его расцепителей и дугогасительного элемента.

2.4.2 Гашение дуги в элегазовом выключателе LW8-40/5 и вакуумном выключателе ВВУ-СЭЦ-27,5(35)

«В элегазовом выключателе LW8-40 / 5 искрящей средой является элегаз или гексафторид серы, инертный газ в 5 раз плотнее воздуха. В идентичных условиях (например, при одинаковом атмосферном давлении) величина тока, отключенного от элегазовым выключателем, в 100 раз больше, чем, например, с выключателем на воздухе. Принцип гашения состоит в том, что электроотрицательные молекулы газа SF₆ во время горения дуги захватывают электроны из столба дуги и образуют отрицательные ионы. Отрицательные ионы рекомбинируют с положительными ионами и образуют нейтральные молекулы, а дуга, теряя электроны, становится нестабильной и быстро гаснет» [11].

Наполнитель SF₆ экологичен и безопасен для дежурного персонала и природной среды, поскольку он невоспламеняющийся, невзрывоопасный, не имеет запаха и цвета, он низкхимически активный, трудно вступает в реакцию с другими химическими элементами.

Рисунки 9, 10 и 11 поясняют процессы, которые происходят внутри элегазового выключателя LW8-40/5 при гашении дуги. В положении «замкнуто» контакты главной пары находятся в положении, показанном на рисунке 9.

При переводе элегазового выключателя в положение «разомкнуто» в движение приводятся главные контакты, подвижный контакт отходит от

неподвижного контакта и занимает положение, изображенное на рисунке 10. После этого в движение приходит дугогасящий контакт, который занимает положение, показанное на рисунке 11.

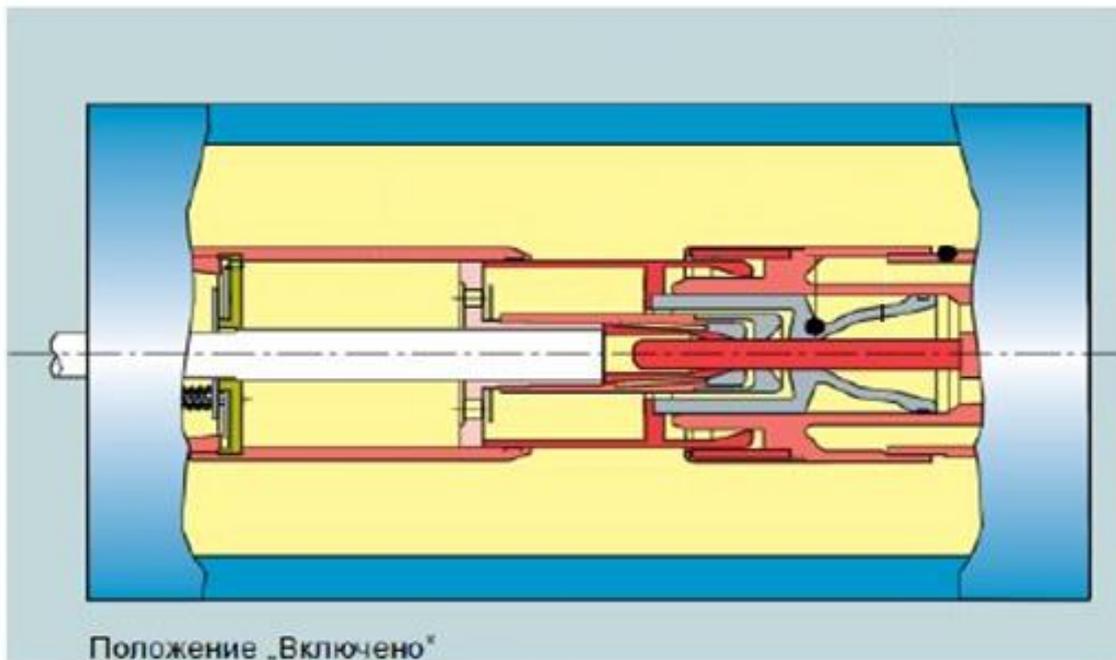


Рисунок 9 – Положение контактов выключателя LW8-40/5 в замкнутом положении

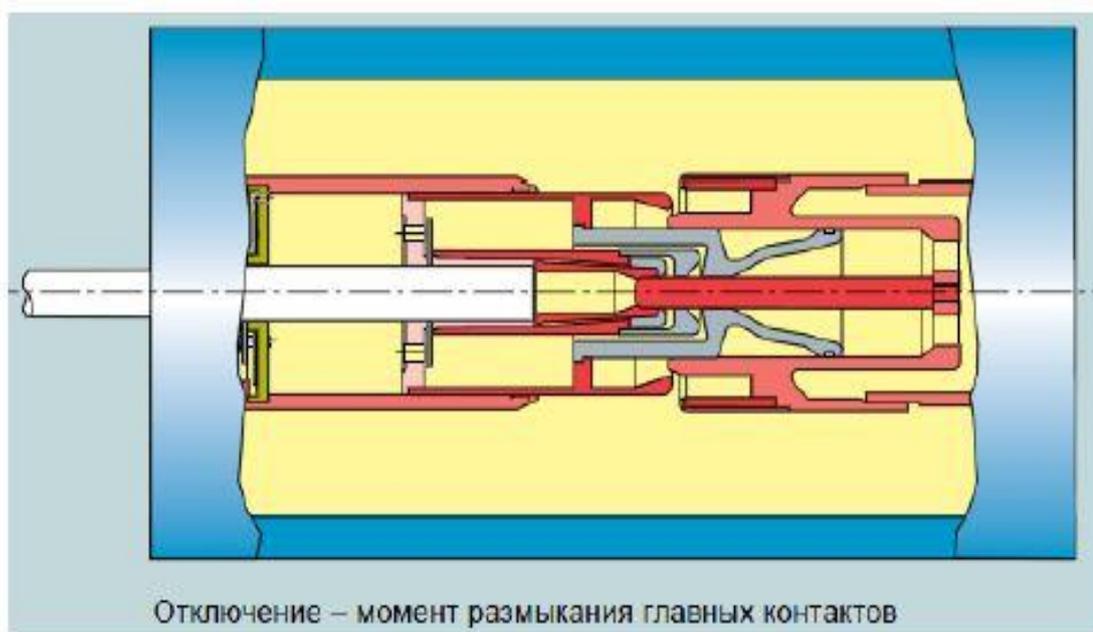


Рисунок 10 – Положение контактов выключателя LW8-40/5 в начальной стадии размыкания главных контактов

В начальной стадии размыкаются главные контакты и через дугогасительный контакт на мгновение протекает ток. Кроме того, дуга образуется при ее разрыве. В то же время контактный цилиндр перемещается внутри основания переключателя и сжимает содержащийся в нем газ SF₆. Под давлением газ SF₆ течет в обратном направлении через отверстия в днище цилиндра к области контакта с дугой. Таким образом, сопло движется одновременно с контактным кругом, и по степени его движения статическая дуга выходит из сопла и разблокирует его. Это приводит к тому что через сопло выходит элегаз SF₆, своим потоком гасящий дугу.

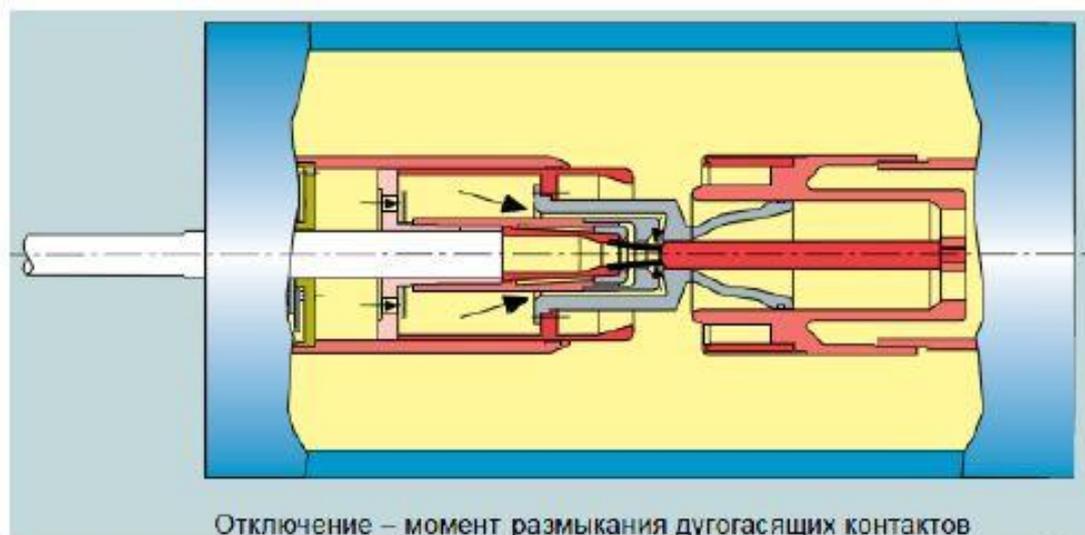


Рисунок 11 – Положение контактов выключателя LW8-40/5 в начальной стадии размыкания дугогасящих контактов

Для срабатывания аппарата при возникновении тока короткого замыкания используется два известных физических закона. Из одного из них известно, что протекающий по проводящей среде электрический ток вызывает ее нагрев, чем сильнее ток, тем большее количества тепла

выделяется. Второй говорит о том что большинство материалов при нагреве расширяются, особенно это заметно у жидкостей и газов.

Скорость перемещения SF₆, выходящего из отверстия, существенно возрастает по причинам, не требующим дополнительного воздействия из вне. После завершения всех переходных и дугогасительных процессов контактная система элегазового выключателя занимает положение показанное на рисунке 12.

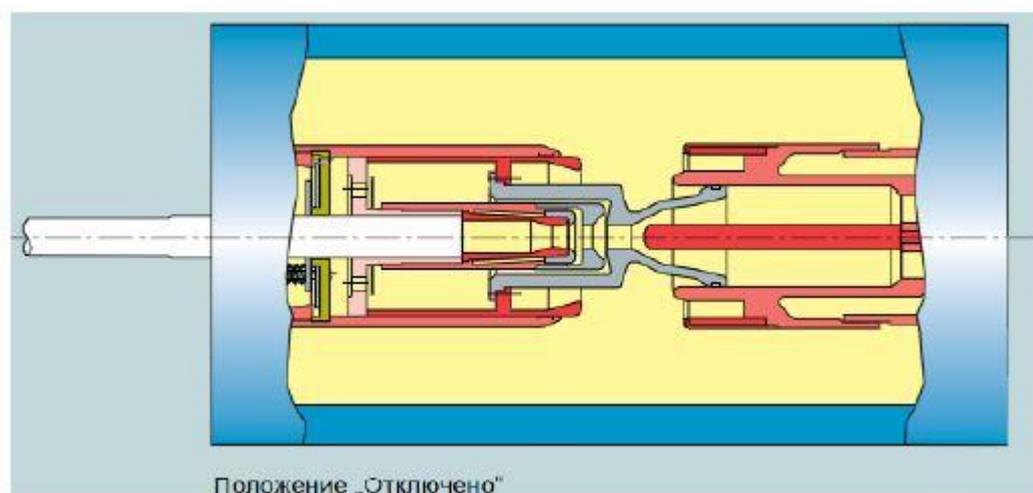


Рисунок 12 – Положение контактов выключателя LW8-40/5 в разомкнутом положении

Среда гашения искры в вакуумном приборе ВВУ-СЭЩ-27,5(35) - вакуум. Электрическая прочность безвоздушного пространства значительно превышает аналогичную прочность того же объема воздуха.

Также основным достоинством вакуума является способность работы при отрицательных температурах без вспомогательного нагрева до -60 ° С, что в настоящее время невозможно реализовать в элегазовых выключателях.

При обсуждении вакуума с позиции возможной взрывоопасности поведения при гашении в ней электрической дуги, к воздействию на окружающий мир, то вакуум является самой безвредной средой, так как он не

может иметь никаких веществ в безвоздушном пространстве, создаваемом между контактами.

Значительное увеличение диэлектрической сила вакуума происходит за счет увеличения длины холостого пробега (средний пробег, пройденный частицей до следующего столкновения) электронов при увеличении разрежения воздуха, поэтому частицы сталкиваются больше со стенками камер, чем с друг другом. Это обстоятельство позволяет многократно уменьшить ход контакта (1,2 см против 10 см в масле).

При размыкании контактов в вакуумном выключателе происходят следующие процессы: «по мере расхождения контактов в вакуумном силовом выключателе площадь контакта контактов уменьшается, а отдельные горячие части (точки) нагреваются из-за протекающего через них тока высокой плотности, создавая мостик из металлических частиц (поверхность электрода). Металл испаряется и образует пары металла, в этой среде загорается дуга. Однако эти пары быстро возвращаются в окружающее пространство (оседают на поверхности электродов) в результате диффузии, и при первом прохождении тока дуги через ноль (около 10 мкс) дуга гаснет» [8].

2.4.3 Конструкция элегазового выключателя LW8-40/5 и вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ-27,5(35)

Конструкция выключателя элегазового типа LW8-40/5 показана на рисунке 13.

Аппарат сделан с использованием принципа модульного построения. Это удобно при перевозке и монтаже (аппарат может быть установлен даже одним электромонтажником).

«Пружинный механизм компактен, из-за своей малой энергоемкости, что достигается благодаря использования автокомпрессии, примененной для гашения дуги при разрыве электрического соединения, то есть применяется энергия самого искрового процесса. Благодаря данному обстоятельству

появилась возможность разместить привод непосредственно в шкафу управления выключателя» [8].

Особенности конструкции пружинного привода:

- конфигурация пружин включения и отключения в едином корпусе с остальными механизмами обеспечило увеличенную механическую прочность аппарата и повысило его компактность;

- уменьшение числа подвижных деталей, позволило свести к минимуму необходимые регламентные профилактические работы по техническому обслуживанию аппарата, в целом повысило надежность его работы.

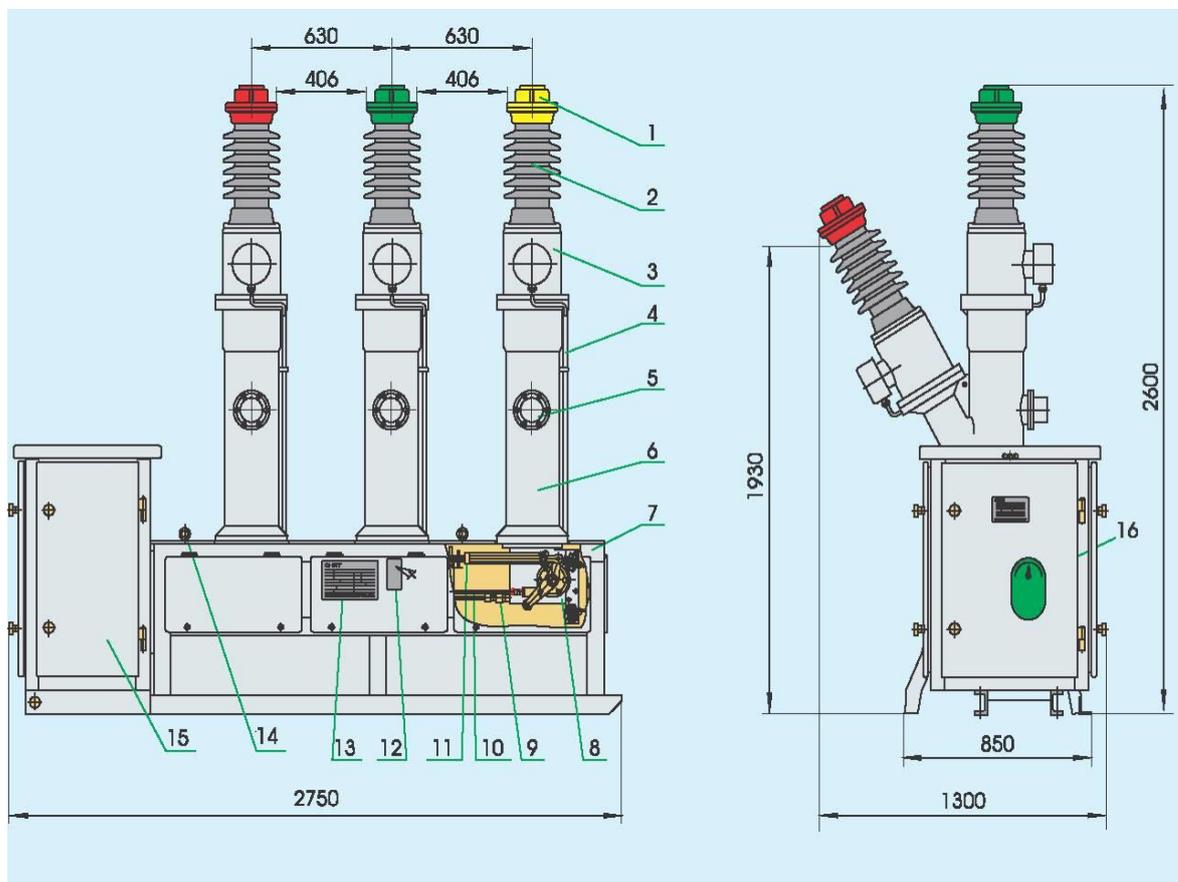


Рисунок 13 – Устройство элегазового высоковольтного выключателя

«Основные элементы элегазового выключателя: 1 - крышка вывода; 2 – изолятор; 3 - трансформатор тока; 4 - соединительная защитная труба для измерительного трансформатора; 5 - поглощающее устройство; 6 – корпус; 7

– рама основания; 8 - корпус привода; 9 - газовый канал; 10 - рычаг привода; 11- пружина размыкания; 12 - индикаторы размыкания и замыкания; 13 – шильдик; 14 - строповочное кольцо; 15 - пружинный рабочий механизм; 16 - манометр элегаза» [6]

Система управления включает электрические цепи и приборы, необходимые для воздействия на силовой выключатель. Корпус имеет водонепроницаемый шкаф (степень защиты IP55), устойчив к внешним воздействиям и удовлетворяет требованиям электромагнитной совместимости.

Блок управления выполняет следующие функции:

- подсчет числа замыканий и размыканий главных контактов;
- контроль перемещения пружинного механизма;
- срабатывание подогрева;
- управление защитой выключателя от перенапряжений в цепях питания;
- защита приводного электродвигателя.

Рассмотрим конструкцию вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ-27,5(35) (см. рисунок 14).

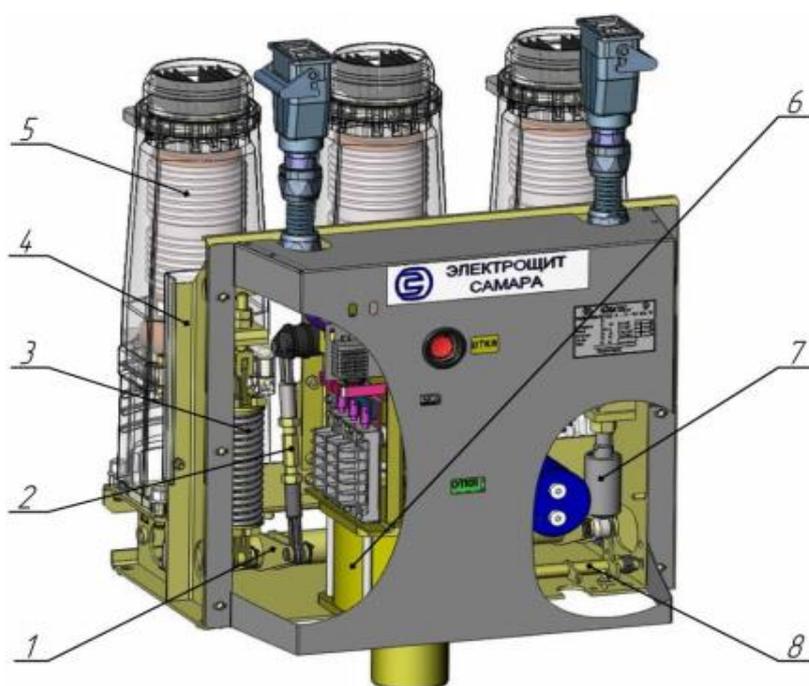


Рисунок 14 – Общий вид вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ-27,5(35)

«Выключатель ВВУ-СЭЩ-27,5(35) состоит из: 1 – вал выключателя; 2 – тяга; 3 – пружина отключения; 4- рама; 5 – полюс; 6 – привод электромагнитный; 7- масляный буфер; 8- вал блокировки» [33]

По конструктивным особенностям вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-27,5(35) относится к типу колонковых, с разрывом одной фазы. Тремя основными блоками являются:

- полюсный блок;
- пружинный блок;
- опорный блок.

Важным элементом вакуумного выключателя является его дугогасящая камера, в данном случае она называется вакуумной, из-за наличия в ней вакуума в качестве диэлектрической среды для гашения электрической дуги между главными контактами. Повышенное внимание в данной конструкции уделено крепежным элементам и уплотнителям для создания полностью водонепроницаемой оболочки.

Обе части полюса сделаны из трубопроводного проката прямоугольного профиля. Для повышения коррозионной и электрической стойкости снаружи полюса покрыты кремнийорганической изоляцией. Для исключения короткого замыкания на корпус аппарата внутри камеры предусматривается многослойная изоляция из полимерных веществ. Для препятствия влагопоглощения, внутренняя поверхность полюсов находится в газовой среде азота под давлением 115 кПа.

Пружинный механизм – шкафного типа и связан приводом (через тяги) с полюсами выключателя. Механизм управляется через цепи электродвигателя взвода пружины включения и по электрическим цепям защит:

- по линии питания электромагнита, производящего размыкание контактов (YAT);
- по цепи электромагнита, выполняющего замыкание контактов (YAC);
- по линии питания электромагнита отключения от независимого электропитания (YAV).

Срабатывание аппарата происходит из-за кинетической энергии, которая накоплена пружиной при взводе.

2.4.4 Технические характеристики элегазового выключателя LW8-40/5 и вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ-27,5(35)

В таблице 6 приводится сравнение основных характеристик, рассмотренных в предыдущих главах высоковольтных выключателей.

Таблица 6 – Параметры выключателей LW8-40/5 и ВВУ-СЭЩ-27,5(35)

Характеристика	LW8-40/5	ВВУ-СЭЩ-27,5(35)
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Количество дугогасительных камер на фазу, шт	1	1
Отключающая способность, кА	40	31,5
Номинальный рабочий ток главной цепи, А	1600	2500
Максимальное мгновенное значение тока включения, кА	108	81
Тип привода	пружинный	Пружинный
Стойкость к электродинамическому току, кА	102	81
Собственное время включения, мс, не более	63	80
Собственное время отключения, мс, не более	35	32

Продолжение таблицы 6

Полное время отключения, мс	57	47
Испытательное кратковременное напряжение внутренней и внешней изоляции в сухом состоянии, кВ	275	200
Ресурс по механической стойкости, циклов	10000	10000
Ресурс по механической стойкости аварийного тока отключения, циклов	20	25
Масса, кг	1500	1645

Несмотря на схожесть параметров рассмотренных высоковольтных выключателей, для установки на реконструированной подстанции 35/10 кВ «Бизмич» я выбрал элегазовый выключатель Chint - LW8-40/5 (см. рис. 15) так как на него имеется положительный отзыв ведущей энергетической компании р. Таджикистан ООО Памир Энерджи и который рекомендуется этой компанией к применению на территории республики.



Рисунок 15 – Элегазовый выключатель Chint - LW8-40/5

2.4.5 Проверка элегазового выключателя LW8-40/5

Проверка элегазового выключателя заключается в оценке выполнения критериев соответствия, приведенных в таблице 7.

Таблица 7 – Критерии проверки высоковольтного выключателя

Условия для выбора	Расчетные данные	Каталожные данные: LW8-40/5
1	2	3
$U_{\text{НОИ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} = 35\text{кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 35\text{кВ}$
$I_{\text{НОМ.дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ.дл}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 73,48\text{А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000\text{А}$
$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{откл}}$	$I_{\text{кз}} = 10,37\text{кА}$	$I_{\text{откл}} = 31,5\text{кА}$
$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}}$	$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \cdot e^{-\tau/T_a} =$ $= \sqrt{2} \cdot 10,37 \cdot e^{\frac{-0,032}{0,12}} = 11,23\text{кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = 22,74\text{кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$	$i_{\text{уд}} = 26,39\text{кА}$	$i_{\text{прс}} = 80\text{кА}$
$B_k \leq B_{\text{к.НОМ}}$	$B_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_{\text{откл.НОМ}} + T_a) =$ $= 10,37^2 \cdot (0,022 + 0,12) = 15,27\text{кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 21,83\text{кА} \cdot \text{с}$

Как видно из таблицы 7, паспортные данные выключателя (столбец №3) равны или превосходят предъявляемые требования (столбец №2) по всем параметрам, а следовательно, данный тип выключателя будет установлен на модернизируемой подстанции.

2.5 Выбор высоковольтного трансформатора тока и трансформатора напряжения 35 кВ подстанции «Бизмич»

Устаревшие электромагнитные измерители I и U, с масляной или

элегазовой изоляцией, исключаются для применения на модернизированной ЭП «Бизмич», так как установка данных типов приборов противоречит принципам реализации концепции «цифровой подстанции», обозначенным в начале главы 2. Кроме того они технически не совместимы с сетями Smart Grid. Поэтому рассмотрим только технологически совместимые с ними трансформаторы тока и напряжения - инновационные опто-электронные измерительные трансформаторы [26,29,30].

Оптически-электронные измерители тока и напряжения — это передовой тип оборудования, включивший в себя новейшие достижения в оптике. Такое высокотехнологичное оборудование отличается очень высокой безопасностью, низкой погрешностью производимых измерений, гораздо меньшими габаритами и малой массой (см. рисунок 16).



Рисунок 16 – Волоконно-оптические датчики тока и напряжения на опытном полигоне ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

«Устанавливаемые на подстанции оптоэлектронные трансформаторы тока и напряжения должны отвечать следующим требованиям:

- наличие цифрового выхода и оптоволоконных кабелей, по которым осуществляется передача данных;
- возможность принятия внешних сигналов синхронизации;
- своевременная сигнализация о неисправности;
- отказ системы передачи данных должен быть немедленно обнаружен и просигнализирован.

Оптоэлектронные трансформаторы тока и напряжения – инновационное оборудование, которое реализует концепцию «цифровой подстанции». Основные преимущества оптоэлектронных трансформаторов тока и напряжения:

- абсолютная взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая сейсмостойкость;
- полная гальваническая развязка высоких напряжений и токов от вторичной цепи;
- повышенная эксплуатационная безопасность;
- высокая точность измерений» [34].

Для применения на реконструированной подстанции выбраны оптоэлектронные преобразователи тока и напряжения фирмы «Профотек». Продукция фирмы «Профотек» включена в реестр рекомендованных изделий ПАО «Россети». «Основным высокотехнологическим решением является инновационный принцип функционирования – оптический. В пресс-релизе ПАО «Россети» приведены основные положительные моменты от внедрения оптоэлектронных измерительных приборов:

- уменьшение технологических расходов энергии;
- снижение числа аварий и внештатных ситуаций;
- уменьшение материальных затрат в эксплуатации;

- возросшая безопасность для человека и окружающей среды;
- повышенная точность измерений.

Представленный вид измерительного преобразователя I , наравне с преобразователем U внесены в реестр типа средств измерений и могут применяться в жилищно-коммунальной сфере» [34].

2.5.1 Принцип работы опико-электронного трансформатора тока

Функциональная схема опико-волоконного измерителя уровня тока представлена на рисунке 17.

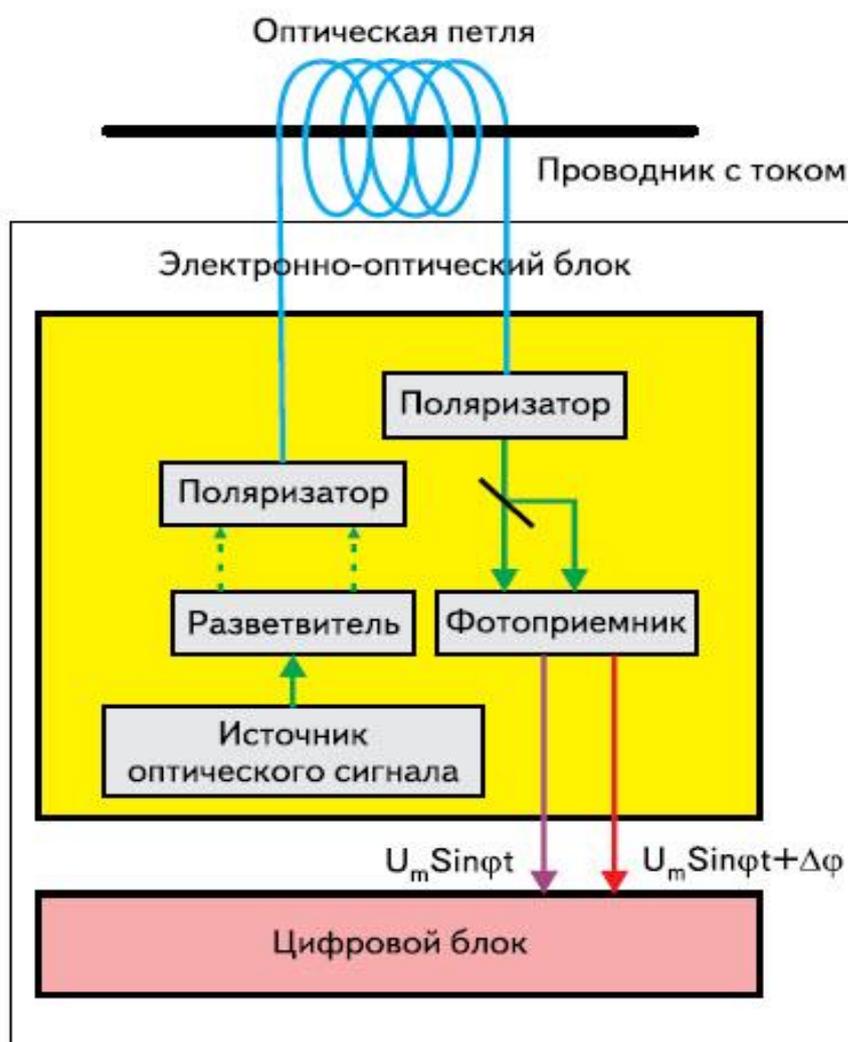


Рисунок 17 – Функциональная схема опико-волоконного измерителя уровня тока

«Принцип работы преобразователя тока основан на эффекте Фарадея. Со всех сторон проводника с протекающим по нему током находится обмоточный контур, выполненный из специального оптического волокна. В данный оптический контур вводятся несколько ортогональных циркулярно поглощенных световых волн. В случае отсутствия в контуре тока, световые волны распространяются внутри оптической системы с постоянной скоростью и появляются на выходе оптической системы одновременно. Протекание электрического тока в проводнике вызывает вокруг него сильное магнитное поле, которое оказывает воздействие на оптический контур и влечет изменение физических свойств оптоволокна. Скорость движения световых волн по оптическому контуру, при изменении его поляризационных способностей, становится разной и на выходе из оптического контура появляется относительный фазовый сдвиг (см. рисунок 18)» [34].

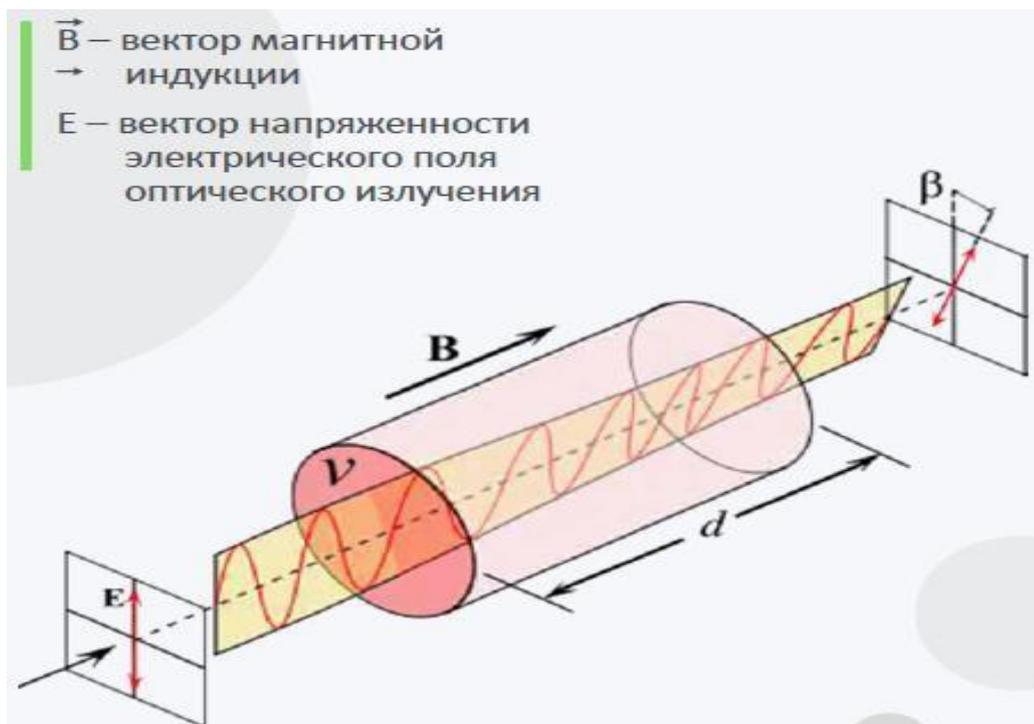


Рисунок 18 – Физический принцип действия оптико-электронного преобразователя для измерения силы тока

2.5.2 Принцип измерения оптико-электронного трансформатора напряжения

Измерение напряжения производится емкостным делителем с помощью оптико-электронного конвертора, который находится в герметичном отсеке корпусной части изоляционного блока. Измерительный сигнал поступает с нижней части конденсаторного делителя, измерения производятся на уровне микротоков, что делает необязательным применение феррорезонансного блока, который не предусмотрен в данном измерителе [38], [39].

Делитель напряжения принимает питание по оптоволоконному кабелю с использованием специального источника фотонного излучения, отличающегося высокой надежностью. Измеренные величины напряжения в цифровом виде передаются в схему электронной обработки по оптоволоконному кабелю. Благодаря этому, в преобразователе напряжения появляется гальваническая изоляция первичных и вторичных цепей. Физический смысл процессов, протекающих в оптико-электронном преобразователе напряжения иллюстрируется схемой на рисунке 19.

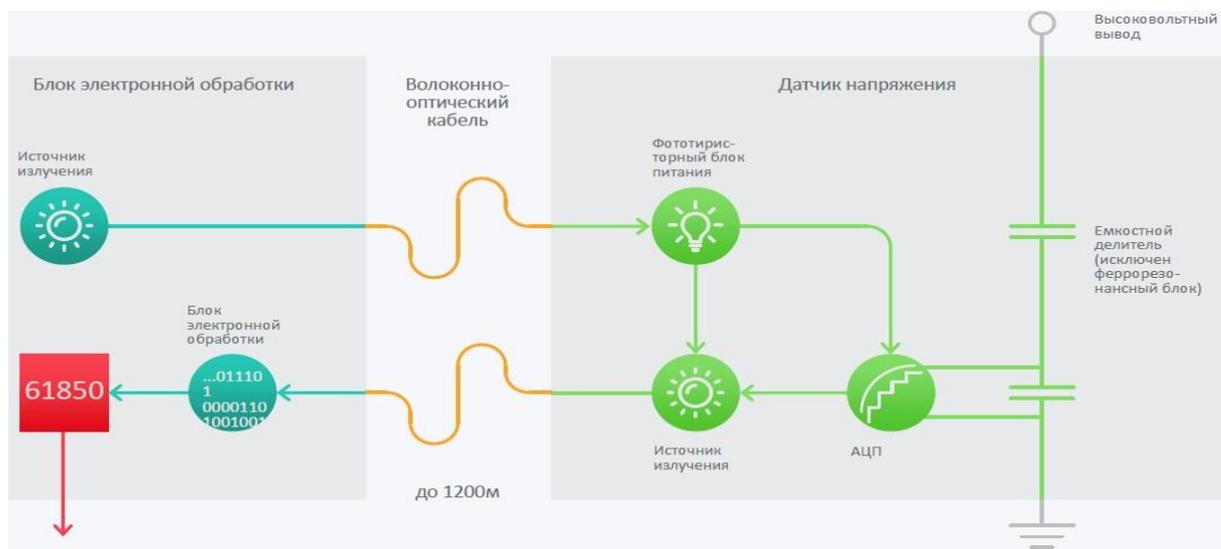


Рисунок 19 – Физический принцип действия оптико-электронного преобразователя для измерения уровня напряжения

2.5.3 Параметры оптико-электронных трансформаторов тока и напряжения

В таблице 8 представлены основные метрологические характеристики оптико-электронных преобразователей.

Таблица 8 – Основные метрологические характеристики оптико-электронных преобразователей

Характеристика	ТТОЭ	ДНЕЭ
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный первичный ток, А	100 - 3000	-
Вторичный ток, А / Вторичное напряжение, В	1 – аналоговый выход; МЭК 61850-9-2LE – цифровой выход.	100/ 3- аналоговый выход; МЭК 61850-9-
Класс точности: для измерений и коммерческого учета – для защиты	0,2S 5TPЕ	0,2 3P
Энергопотребление на один электронный блок, Вт	50	50
Масса	65	110

Представленные метрологические характеристики удовлетворяют предъявляемым требованиям и рассмотренные оптико-волоконные преобразователи тока и напряжения рекомендуются к применению на подстанции «Бизмич».

2.6 Выбор разъединителя 35 кВ подстанции «Бизмич»

В части соблюдения технических условий концепции «цифровой подстанции» разъединители, а также их заземляющие ножи, конструктивно должны иметь электрический привод. Управление приводом по принципу

«замкнуто/разомкнуто» следует выполнять с применением оптически управляемых тиристорных силовых ключей. Информация о положении ножей разъединителей должна фиксироваться с помощью оптических датчиков положения пассивного класса регистраторов.

«Разъединители предназначены для отключения и включения обесточенных цепей или цепей с незначительным током, ими также можно включать и отключать токи холостого хода трансформаторов, зарядные токи воздушных линий. Разъединителями нельзя отключать нагрузочные токи, т.к. это может привести к короткому замыканию, и, соответственно, нельзя отключать токи короткого замыкания. Также разъединители заземляют отключенные участки при помощи стационарных заземляющих ножей» [14].

Выбираем к установке разъединители наружной установки, горизонтально-поворотного типа с полимерной изоляцией SFD 123/1600 производства компании ЗАО «ЗЭТО» (см. рисунок 20, таблица 9). Данная компания является одной из лучших в данном сегменте рынка и сравнение с другими фирмами-производителями не требуется.

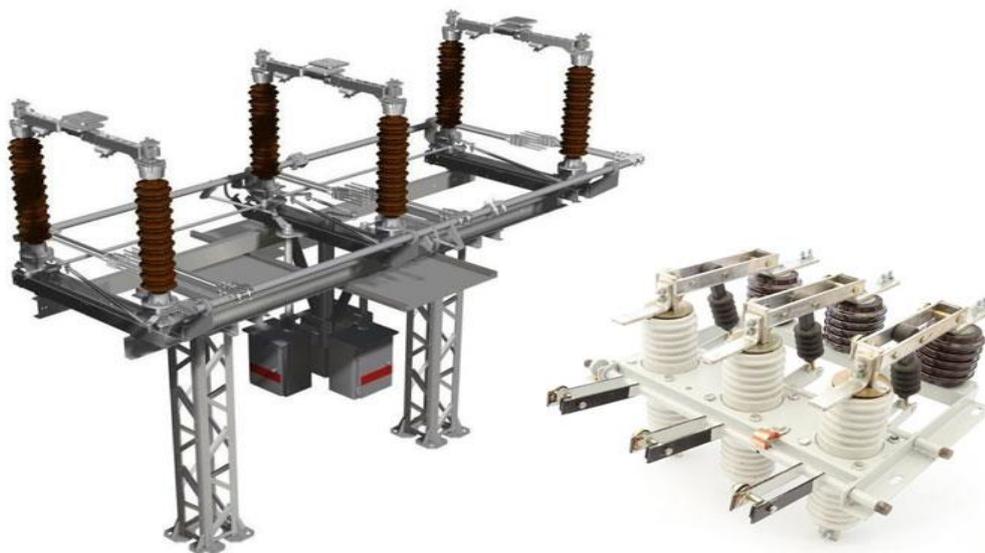


Рисунок 20- Высоковольтные разъединители фирмы ЗЭТО

Таблица 9 - Высоковольтный разъединитель SFD 123/1600

Критерии отбора	Расчетные данные	Каталожные данные: SFD 123/1600
1	2	3
$U_{\text{нои}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 36\text{кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35\text{кВ}$
$I_{\text{ном.дл}}$ $= 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ $\leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном.дл}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35}$ $= 73,48\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 1600\text{А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{прс}}$	$i_{\text{уд}} = 26,39\text{кА}$	$i_{\text{прс}} = 40\text{кА}$
$B_k \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_{\text{откл.ном}} + T_a) =$ $= 10,37^2 \cdot (0,022 + 0,12)$ $= 15,27\text{кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 1200\text{кА} \cdot \text{с}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет предъявляемым требованиям и рекомендуется для установки на реконструируемой подстанции «Бизмич».

2.7 Выбор ограничителей перенапряжения

«Для соблюдения требований концепции «цифровой подстанции» необходимо реализовать цифровую передачу данных от счетчика срабатываний ограничителя перенапряжений и прочего возможного оборудования, установленного для совместной работы с ограничителем перенапряжений. Ограничитель перенапряжений – основной элемент, обеспечивающий защиту электрооборудования подстанции и линий от грозных и коммутационных перенапряжений» [21]. Применение и проверка ОП выполняется в соответствии с ПУЭ раздел 4 и с «Руководящими

указаниями по использованию ограничителя перенапряжения в нелинейных электрических линиях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России»

По каталогам находим и выбираем следующие ОП [2].

Для высокого напряжения ВН - ОПН – П – 35 – УХЛ1 (см. рисунок 21)

Для низкого напряжения НН: ОПН – П – 10/12/20 – УХЛ1 (см. рисунок 22).



Рисунок 21 – Ограничитель перенапряжения ОПН – П – 35 – УХЛ1

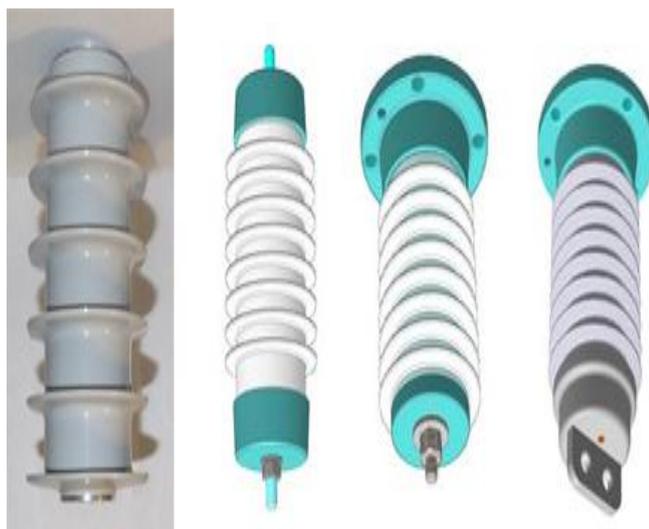


Рисунок 21 – Ограничитель перенапряжения ОПН – П – 10/12/20 – УХЛ1

2.8 Выбор токоведущих частей

При проведении комплектовании подстанции гибкими проводниками на сторону с высоким напряжением 35 кВ необходимо выполнять проверочное условие:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}} \quad (24)$$

Через проводники шинопроводов высоковольтного распределительного устройства протекает рабочий ток $I_{\text{н}} = 200 \text{ А}$. Тогда максимально допустимый ток определяется с учетом 40% запаса

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{н}}, \text{ А}, \quad (25)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot 200 = 280 \text{ А}$$

Сечение провода

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2, \quad (26)$$

$$S = \frac{200}{1} = 200 \text{ мм}^2$$

По каталогу выбираем провод АС 240/32 со следующими основными параметрами:

- номинальное сечение 240 мм²;
- количество жил – одна;
- диаметр жилы 21,6 мм;
- максимальный ток 605 А.

Проверка алюминиевого провода по длительному допустимому току выполняется по формуле:

$$I_{max} \leq I_{доп} \quad (27)$$

$$280 \text{ A} \leq 605 \text{ A}$$

Условие выполняется, провод подходит к применению.

«В случаях, когда класс напряжения 35 кВ и выше, необходимо проводить дополнительно проверку по условию коронирования. Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля» [28]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m1 + \frac{0,299}{\sqrt{r}}, \text{ кВ/см}, \quad (28)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} = 32 \text{ кВ/см}$$

Напряженность статического электрического поля вокруг шинпровода

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r \cdot \lg \frac{D_{спр}}{r}}, \text{ кВ/см}, \quad (29)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 37}{1,08 \cdot \lg \frac{252}{1,08}} = 5,1 \text{ кВ/см}$$

Проверка наличия или отсутствия короны осуществляется по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (30)$$

$$5,4 \text{ кВ/см} \leq 28,8 \text{ кВ/см}$$

Проверка показала пригодность выбранного провода АС 240/32 к применению в ВРУ.

На стороне низкого напряжения необходимо подобрать сечение жестких шин. Для этого определяем протекающий по ним ток

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}, \text{ A}, \quad (31)$$

$$I_{max} = \frac{12900}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 709 \text{ A}$$

Сечение шин

$$S = \frac{I_{max}}{j_{ЭК}}, \text{ мм}^2, \quad (32)$$

$$S = \frac{709}{1} = 709 \text{ мм}^2$$

Подбираем большее стандартизированное значение прямоугольного сечения токоведущей шины: 60x6 мм. Материал шинпровода - АД31Т с допустимым током $I_{доп} = 880 \text{ A}$ [7]. Проверяем условие

$$I_{max} \leq I_{доп}, \quad (33)$$

$$880 \text{ A} \leq 709 \text{ A}.$$

Условие выполняется, шина принимается к применению.

«Наименьшее сечение шин по термической стойкости (сечение, при котором шина не перегорит от КЗ)» [28]

$$S_{min} = \frac{\sqrt{5,25 \cdot 10^3}}{90}, \text{ мм}, \quad (34)$$

$$S_{min} = \frac{\sqrt{5,25 \cdot 10^3}}{90} = 25,5 \text{ мм}$$

Проверяет условие

$$S_{min} \leq S_{max} \quad (35)$$

$$25,5 \text{ мм} < 360 \text{ мм}.$$

Момент инерции от протекающего по шине тока

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \text{ м}^4, \quad (36)$$

$$J = \frac{60 \cdot 0,6^3}{12} = 0,11 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

Масса выбранной шины на единицу длины

$$m = \delta \cdot S, \frac{\text{кг}}{\text{м}}, \quad (37)$$

$$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 0,6^3 \cdot 100 = 0,35 \frac{\text{кг}}{\text{м}}$$

Частота собственных колебаний

$$f_0 = \frac{r^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{пр}}^2} \cdot \frac{\sqrt{E \cdot J}}{m}, \quad (38)$$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,45^2} \cdot \frac{\sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,11 \cdot 10^{-8}}}{0,35} = 261 \text{ Гц}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [28]

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} \cdot \text{м}^3. \quad (39)$$

$$W = \frac{6 \cdot 0,6^2}{6} = 0,36 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

«Значение максимального напряжения в заданном материале шины высокой жесткости при трехфазном к.з. можно определить следующим путем» [28]:

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{пр}}^2 \cdot l_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (40)$$

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,45^2 \cdot 12,3^2 \cdot 0,95 \cdot 1}{12 \cdot 0,36 \cdot 10^{-6} \cdot 0,22} = 4,3$$

Так как механическая прочность была соблюдена, то выбираются выбранные нами шины для установки на объекте реконструкции.

2.9 Выбор комплектного распределительного устройства ЗРУ-10 кВ и оборудования, входящего в его состав

Как было сказано в предыдущих подпунктах, одним из критериев выбора того или иного оборудования электрической подстанции является возможность интеграции в «умные электрические сети». В связи с чем КРУ должен быть совместим с максимальным количеством оборудования, поддерживающего протоколы работы цифровых подстанций [37].

Серийно выпускаемые КРУ большинства моделей, концепция «цифровой подстанции» учитывается лишь частично.

К сравнительному анализу выбраны популярные у энергетиков марки комплектных распределительных устройств: КРУ-СЭЩ-70 производства ЗАО «Электроцит - Самара» и КРУ «Классика» серии D-12P производства ООО «Электротехнический завод «Вектор».

КРУ-СЭЩ-70 (см. рисунок 22) относятся к высоко энергоэффективному оборудованию, согласно информации в [10], показатель энергетической эффективности по потерям составляет не более 0,063 %.

«Для достижения высоких показателей произведен ряд мероприятий:

- снижение число разборных контактных деталей;
- выполнено гальваническое покрытие контактных соединений;
- силовые цепи на высокие токи от 2000 А выполнены из меди;
- освещение шкафов производится светодиодным освещением;
- реализована автоматика обогрева шкафов;
- защита от открытой дуги осуществляется оптоволоконными датчиками и т.д.

КРУ-СЭЩ-70 – шкаф одностороннего обслуживания с верхним расположением сборных шин. Выкатной элемент КРУ может

укомплектовываться электрическим приводом, что создает возможность для дистанционного автоматического управления, также доступно дистанционное управление заземляющим разъединителем. Все отсеки внутри одного КРУ разделены перегородками, для недопущения развития аварии во всем КРУ сразу. Также возможно пошкафное разделение отсека сборных шин каждого отдельного КРУ, что локализует аварию в одном месте без дальнейшего распространения.

Фасадная дверь КРУ-СЭЩ-70 выполнена так, что можно проверить положение выкатного элемента. Также на фасадной двери установлен прибор «КРУ-Мнемо» и сигнализаторы наличия высокого напряжения. Данные приборы в совокупности обеспечивают отображение полной информации о состоянии аппаратов шкафа и о состоянии блокировок.

Шкафы в сборе объединяются в единый контур заземления и требуется лишь подсоединить его к существующему контуру заземления» [10].



Рисунок 22 - КРУ-СЭЩ-70 производства ЗАО «Электроцит - Самара»

Защита от КЗ выполнена по двухступенчатому принципу:

- с использованием оптических преобразователей (волоконно-оптических и фототиристорных)
- с использованием выключателей на дросселях сброса избыточного атмосферного давления.

Разработаны и реализованы требуемые для безаварийной эксплуатации блокировки от ошибочных действий технического персонала.

Все главные блоки шкафа производятся на одном заводе, что гарантирует максимальное качество при их сборке.

КРУ «Классика» модели D-12P служит шкафом одностороннего доступа и технического ремонта.

Шкаф D-12P (см. рисунок 23) производится из нержавеющей металлического проката с лакокрасочным покрытием, характеризующимся максимально высокой прочностью к воздействию влаги. Сварные соединения не применяются при производстве шкафа, из-за того, что сварные швы часто первыми подвергаются коррозии.

Внутренний объем шкафа разделен на отсеки, также как и в КРУ-СЭЩ-70. Это обеспечивает ограничение последствий КЗ в относительно малом объеме (в небольшом отсеке одного объема, а при образовании аварии на шинах тока, предусмотрено отделение шкафов друг от друга и подключение токовых шин с использованием проходных изоляторов. Это разделяет шкафы между собой и локализует аварию).

Предохранение от возникновения дуги при КЗ реализована аналогично КРУ-СЭЩ-70 – клапанами сброса атмосферного давления и концевыми выключателями работающими совместно с фототиристорами или волоконно-оптическими датчиками.

«Шкафы серии D-12P также укомплектовываются электрическими приводами для выкатного элемента и заземлителя, что обеспечивает возможность дистанционных оперативных переключений.

На фасадной двери КРУ D-12P, также как и на фасадной двери КРУ-СЭЩ-70 имеется мнемосхема, сигнализирующая о состоянии коммутационной аппаратуры и о многом другом.

Шкафы оснащены множеством систем механических и электромагнитных блокировок, что исключает ошибочные действия эксплуатационного персонала.

Все части аппаратов и приборов, которые необходимо заземлить, имеют электрический контакт с корпусом КРУ, который при монтаже заземляется непосредственно на закладные элементы. Шкафы в совокупности образуют единый контур заземления» [9].



Рисунок 23 - КРУ «Классика» серии D-12P

2.10 Система оперативного тока подстанции

«Самые современные схемы управления коммутационными устройствами, защитой, автоматизация, телемеханика и сигнализация связаны с источниками тока. Рабочий оперативный ток используется для аварийного освещения даже в случае отказа при нормальной работе подстанции. Основным требованием к источнику тока является то, что он всегда готов работать при любых условиях, включая моменты короткого замыкания, когда напряжение на шинах подстанции может упасть до нуля» [24].

В соответствии с [24] для питания собственных нужд целесообразно использовать систему постоянного тока с напряжением 220 В или более.

Резерв обеспечивается батареей аккумуляторов. В нормальном режиме работы подстанции батарея не работает и находится в режиме постоянной подзарядки. Современный аккумулятор работает с определенным режимом подзарядки. Аккумуляторная батарея применяется свинцово-кислотного типа и должна при работе в автономном режиме выдавать максимальный рабочий ток после двух часов отдачи энергии при предельном базовом токе нагрузки.

Необходимо выбрать зарядное устройство в сочетании с АКБ для соответствия всем требованиям, заявляемым производителями АКБ к условиям, необходимым для поддержания заявленного ресурса службы батареи и надежной ее эксплуатации. На подстанции с напряжением от 35 до 110 кВ используется одно устройство заряда АКБ.

На основе [24] можно сделать вывод, что большая часть современного оборудования контроля и управления системами подстанции рассчитана на работу с постоянным током. Преимущества использования постоянного тока:

Главное назначение емкостных накопителей энергии быть всегда готовыми обеспечить требуемый отрезок времени снабжения собственных нужд подстанции электрической энергией.

Учитывая все вышесказанное, на подстанции для решения проблем бесперебойности электропитания выбирается система с постоянным рабочим током. Блок аккумуляторных батарей формируется из герметичных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей, использующих жидкий электролит серии OPZS группы компаний SSZ (см. рисунок 24).

Батарея помещается в здание ОПУ, в специально обозначенное помещение, где предусмотрена вентиляция, что является важным условием для размещения такого оборудования.



Рисунок 24 - Изображение одного из способов размещения АКБ

2.11 Собственные нужды подстанции

«Для обеспечения непрерывной работы, создания заданного техническим условиям пространства (температура, влажность и т.д.) помещения потребляет определенные затраты электроэнергии, большинство которой приходится на отопление в холодное время суток. На подстанции 35/10 кВ в среднем на это приходится 122 кВт. Энергия также расходуется на обогрев панелей управления, электроприводов коммутационной аппаратуры,

вентиляцию и свет» [26]. Всего на ЭП на нужды подстанции затрачивается примерно 170 кВт активной энергии. После замены светильников, потребление уменьшилось на 4,5 кВт и стало равно $P_{сн} = 160$ кВт. Мощность трансформатора нужд подстанции определяется по формуле

$$S_{ТСН} = 0,7 \cdot P_{сн} \quad (41)$$

$$S_{ТСН} = 0,7 \cdot 159,4 = 111,58 \text{ кВт}$$

Выбираем силовой мощный трансформатор серии ТМГ. Рассчитанной мощности соответствует трансформатор ТМГ-160/10/0,4-У1. Количество установленных аппаратов – 2.

Выводы по разделу 2

В данном разделе произведены расчеты основных технических параметров подстанции 35/10 кВ «Бизмич» по результатам чего были определены технические параметры оборудования ЭП, а выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам короткого замыкания, на удовлетворение технико-экономических показателей работы. Рассчитав оптимальную мощность и приведенные затраты выбрали к установке трансформатор ТДН-10000/35/10, ЗРУ КРУ-СЭЩ-70, горизонтально-поворотный разъединитель типа SFD 123/1600, трансформатор тока типа ТТОЭ и трансформатор напряжения типа ДНЕЭ производства «Профтек», а также был выбран оперативный ток ПС и трансформатор собственный нужд подстанции.

3 Технико-экономические показатели реконструкции подстанции

При производстве реконструкции подстанции необходимо произвести следующие демонтажные и монтажные работы. Данные этих работ занесены в таблицы 10 и 11.

Таблица 10 – Демонтируемое оборудование

Марка	Название аппарата	Количество
ТМ-10000/35	Трансформатор	2
РДЗ-35/1000	Разъединитель	4
С-35	Выключатель	2
КРН-III-10	Ячейка 10 кВ	20
ВШГ-10	выключатель	13
ТСН-10/0,4	трансформатор	2

Таблица 11 – Монтируемое оборудование

Марка	Наименование	Количество
ТДН-10000/35	трансформатор	2
LW8-40/5/35	выключатель	2
КРУ СЭЩ – 70	КРУ	1
ТСН-10/0,4	трансформатор	2
SFD 123/1600	разъединитель	4

На основании [30] были составлены сметные расчеты на демонтируемое и монтируемое оборудование.

При составлении сметы (см. таблицу 12, 13, 14) использовался следующий информационный и нормативный материал:

- сборники ресурсно-сметных норм на строительные конструкции и работы, привязанные для городского строительства, строительства в сельской местности;
- сборники ресурсно-сметных норм на монтаж оборудования;
- сборники цен на материалы, изделия и конструкции часть I-V;
- каталоги-кодификаторы типовых сборных конструкций и изделий;
- сборник сметных цен на перевозки грузов для строительства;
- сборник сметных цен на сборные железобетонные конструкции и изделия для электросетевого строительства;
- объекты-аналоги.

Таблица 12- Определение сметной стоимости реконструкции подстанции

Обоснование	Наименование видов работ и ресурсов	Ед. Изм. Колво	Зарплата рабочих	Эксплуатация машин		Общая стоимость	Затраты труда (чел.-ч)
				Всего	В т.ч. З/П		
1	2	3	4	5	6	7	8
8-1-6	Демонтаж трансформатора ТМ-10000/35 с учет. воп.уст.	шт.2	294.78	162.78	36.70	457.57	156.80
			339.00	187.00	42.00		180.00
			к=1.15 к=0.40	к=1.15 к=0.40			к=1.15 к=0.40
8-9-2	Демонтаж выключателя С-35М-630-10 с учет. воп. уст.	комп. 2	55.83	51.17		107.00	29.70
			193.00	177.0	10.69		102.00
			к=1.15 к=0.40	к=1.15 к=0.40	37.00		к=1.15 к=0.40

Продолжение таблицы 12

8-11-2	Демонтаж разъединителей РНД-2-35/1000 с учет. воп. уст.	Комп. 4	33.45 38.00 к=1.15 к=0.40	27.13 31.00 к=1.15 к=0.40	9.04 21.00	60.58 69.00	17.79 20.00 к=1.15 к=0.40
8-9-5	Монтаж выключателя элегазового	шт. 2	640.70 1'474.00 к=1.15	444.09 1'021.00 к=1.15	93.188 214.00	1142.0 02'209 .00	340.80 784.00 к=1.15
8-11-5	Монтаж разъединителей SFD 123/1600	комп. 4	95.96 662.00 к=1.15	75.51 521.00 к=1.15	24.53 169.00	196.60 1'334. 00	51/04 352.00 к=1.15
8-54-2	Демонтаж трансформатора собственных нужд	шт. 2	1.91 2.00 к=1.15 к=0.40	1.15 1.00 к=1.15 к=0.40 0.28	3.06 3.00	1.02 1.00 к=1.15 к=0.40	-
8-9-5	Демонтаж выключателей ВШГ-10 с учет. воп. уст.	комп 13	256.28 3'831.00 к=1.15 к=0.40	177.64 2'656.00 к=1.15 к=0.40	37.27 557.00	433.92	136.32 2'038.0 0 к=1.15 к=0.40
8-84-4	Демонтаж камеры К-4-У	шт. 13	25.99 448.00 к=1.15 к=0.40	3.88 67.00 к=1.15 к=0.40	0.92 16.00	29.87 515.00	13.82 238.00 к=1.15 к=0.40
8-1-10	Монтаж трансформатора трехфазного 35 кВ,	шт. 2	1094.91 1'259.00 к=1.15	673.81 775.00 к=1.15	161.38 186.00	1896.4 3 2'162. 00	582.40 670.00 к=1.15
С 514- 7300	Трансформатор ТДН-10000/35	шт.2	-	-	-	259.74 260.00	-

Продолжение таблицы 12

8-84-4	Монтаж камеры КРУ	шт.1	64.97 2'121.00 к=1.15	9.71 167.00 к=1.15	2.30 40.00	75.81 1'305. 00	34.56 596.00 к=1.1 5
С 514-7300	Трансформатор собственных нужд ТМ-100/10	шт.2	-	-	-	259.74 260.00	-
8-62-1	Монтаж трансформатора собственных нужд	шт.	59.26 68.00 к=1.15	41.38 48.00 к=1.15	9.79 11.00	128.31 144.00	31.52 36.00 к=1.1 5
-	-	-	19284,00	12'430.0 0	2'794. 00	37'682 /00	10'25 8/00

Таблица 13 – Справка о стоимости выполненных работ в текущих ценах

Наименование статьи	Базисная ст-ть 1991	Индексы измен.ст-ти	Сумма
1	2	3	4
Заработная плата с учетом индекса	19284	1127,318	21739200,00
Эксплуатация ММ сучотом индекса	12430	1019,565	12673192,00
Материалы в фак. цен. без НДС	5'575,00	-	1273584325,0
Стоимость метериалов для начисления	-	-	1273584325.0
Транспорт с учетом индекса	(393-0-0)	2003.271	334'329.00
Заготовительно-складские расходы	(269689400-0)+334329-0)	0.02 x1.12	6'048'53,.0

Продолжение таблицы 13

Накладные расходы с учетом индекса	29526	455,638	13'453'168,0
Плановые накопления с учетом индекса	28765	404,755	11'671'543,0
Временные здания и сооружения с учетом индекса	3393	2034,604	3'070'696,0
Зимние удорожания с учетом индекса	(1129+0)	1807,558	853'618.00
Итого СМР	100'495,00		180'451'615,0
Индекс изменения непредвиденных затрат	-	-	3'238.00
Непредвиденные расходы с учетом индекса	3015	3238	9'762'570,00
Всего СМР	103'510.00	-	190'214'185,0
Итого стоимость в факт. Ценах.	103'510.00	-	190'214'185,0
Возврат от временных 15%	-	0,15	460'604.00
Всего стоимость в факт. Ценах.	103'510.00	-	189'753'581,0

Таблица 14 – Стоимости строительных материалов, изделий и конструкций в текущих ценах

Обоснование	Код наим.	Мат.ресурсы	Ед. изм.	Ко л- во ед	Средневзвеш. Цена мат. (С) Факт. (Ф)без НДС	Общая стоимость, руб.
-------------	--------------	-------------	-------------	----------------------	--	-----------------------------

Продолжение таблицы 14

С 551-6000	24742	Выключатели ЗАРІFG	шт.	3	71105653	21331695
С 551-5400	24735	Выключатели ВВ/TEL-10- 12/5/630-Y2-41	шт.	13	41675003	54151539
С 551-5000	24731	Выключатели ВВБЭК-35А-	шт.	2	38125859	76251718

Коэффициент $k=1,4$ по СНБ 8.03.133-2000 на работы в усложненных условиях таблицы.

Накладные расходы и плановые накопления принято соответственно постановлениям Совмина РТ №108 от 06.07.2015 г.

На строительные работы - 94,3 %, 129,9%, 111,1%, 134,1 %;

На внутренние санитарно-технические работы – 149,7 %, 161,7 %;

На монтаж металлоконструкций – 80,2 %, 145,1 %;

На электромонтажные работы – 93,1 %, 90,7 %;

На монтаж оборудование – 62,2 %, 65,5 %; на прокладку и монтаж сетей связи – 116,0 %, 77,1 %

Транспортные расходы на ж-б. конструкции от центра города Хорога до ПС Бизмич принято на 20 км [16], [32].

Выводы по разделу 3

Стоимость строительно-монтажных работ по реконструкции электрической подстанции 35/10 кВ «Бизмич» составляет 180 млн 451 тыс. рублей, в том числе:

- стоимость материалов 127 млн 358 тыс.руб;
- заработная плата всех исполнителей 21 млн 739 тыс.руб;
- накладные расходы 13 млн 453 тыс.руб.

Заключение

В первом разделе был выполнен анализ технического состояния электрооборудования на подстанции 35/10 кВ «Бизмич» и изучение литературных источников по проблемам модернизации электрических подстанций который показал следующее:

- существующие схемы КРУ 35 кВ и 10 кВ необходимо модернизировать,

- применить более современное защитное и коммутационное оборудование (разъединители, выключатели нагрузки, трансформаторы тока и напряжения);

- в связи с выработкой рекомендуемого срока эксплуатации необходимо заменить силовые трансформаторы на новые. При невозможности такой замены (например, по финансовым причинам) необходимо выполнить полный капитальный ремонт трансформаторов, желательно в заводских условиях.

Во втором разделе непосредственно произведены расчеты электрических параметров подстанции 35/10 кВ «Бизмич» по результатам которого были определены необходимые параметры оборудования подстанции, а выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам короткого замыкания, на удовлетворение технико-экономических показателей работы. Рассчитав оптимальную мощность и приведенные затраты выбрали к установке трансформатор ТДН-10000/35/10, ЗРУ КРУ-СЭЩ-70, горизонтально-поворотный разъединитель типа SFD 123/1600, трансформатор тока типа ТТОЭ и трансформатор напряжения типа ДНЕЭ производства «Профтек», а также был выбран оперативный ток ПС и трансформатор собственный нужд подстанции.

В третьем разделе рассчитана стоимость строительно-монтажных работ по реконструкции электрической подстанции 35/10 кВ «Бизмич» которая составила 180 млн 451 тыс. рублей.

Список используемых источников

1. Афонин В.В. Набатов, К.А. Электрические станции и подстанции : учебное пособие. Тамбов : 2015. 89 с.
2. Базелян Э.М. Вопросы практической молниезащиты. Москва : компания «ИМАГ», 2015. 208 с
3. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок : учебное пособие для вузов. Москва : МЭИ, 2016. 288 с.
4. Балдин М.Н. Основное оборудование электрических сетей : справочник / под.ред. И.Г. Карпетян. Москва : ЭНАС, 2016. 208 с.
5. Бохан А.Н. Проектирование подстанций систем электроснабжения : учебное пособие. Гомель : ГГТУ, 2017. 311 с.
6. Вакуумные выключатели 6-20 кВ [Электронный ресурс] / Каталог продукции «Таврида Электрик» URL: <https://www.tavrida.com/ter/solutions/VCB/> (дата обращения 14.02.2021).
7. Выбор ограничителей перенапряжений [Электронный ресурс] / Офиц. Сайт завода «Полимер-Аппарат» URL: <https://polymer-apparat.ru/articles/techinfo/podbor/1/5/> (дата обращения 24.02.2021).
8. Высоковольтный элегазовый выключатель LW43-252 [Электронный ресурс] / Каталог продукции URL: <https://chint-electric.ru/download/HV-CB.pdf> (дата обращения 14.02.2021).
9. КРУ D-12P. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] / Каталог продукции «Таврида Электрик» URL: <https://www.tavrida.com/upload/iblock/ef3/VIIEG-674512.001-RE.pdf> (дата обращения 14.03.2021).

10. КРУ-СЭЩ-70 6, 10, 15, 20 кВ [Электронный ресурс] / Офиц. сайт завода «Электрощит-Самара» URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения 10.03.2021).

11. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Е. 95 Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. - 2-е изд. - Москва : Инфра-Инженерия, 2018. - 148 с.

12. Перспективы повышения эффективности электроэнергетического комплекса Кубани. Электрогериатрия – совершенствование эксплуатации изношенного электрооборудования: Монография / В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков, С.А. Нетребко, В.В. Пронь. Краснодар: КубГАУ, 2017. 448 с.

13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ-7): утв. М-вом энергетики Рос.Федерации 08.07.02 № 204 : ввод.в действие с 01.01.03. изменения и дополнениями на 2017 г.

14. Профотек установил волоконно-оптические трансформаторы на полигон Цифровой подстанции [Электронный ресурс] / Информационный ресурс «Цифровая подстанция» URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/01/11/2057/> (дата обращения 22.02.2021).

15. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учеб. пособие / С.А. Ерошенко [и др.].– Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с. [Электронный ресурс] / URL: https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/71148/1/978-5-7996-2604-4_2019.pdf (дата обращения 12.02.2021).

16. Савина Н.В., Рыбак А.Е. Оценка эффективности проведения реконструкции распределительных сетей. Вестник Иркутского государственного технического университета, №12, 2016 г.

17. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Проблемы изношенного электрооборудования в современной энергетике. Международный научно-исследовательский журнал «Путь науки», №8, 2015 г.

18. Сайфиддинов М.М. Обоснование необходимости проведения реконструкции электрической подстанции: Всероссийская научно-практическая конференция: Иркутск, 13 мая 2021 г : сб. статей – Уфа: Аэтерна, 2021.- 176 с.

19. Сайфиддинов М.М. Особенности разработки проектов реконструкции электрических подстанций: Международная научно-практическая конференция: Казань, 15 мая 2021 г : сб. статей – Уфа: Аэтерна, 2021.- 62 с.

20. Сайфиддинов М.М. Реконструкция электрической подстанции 110/35/6 кВ: Международная научно-практическая конференция: Казань, 15 мая 2021 г : сб. статей – Уфа: Аэтерна, 2021.- 62 с.

21. Свиридов Ю. П., Пестов С. М. Проектирование электрических станций и подстанций : методические указания к курсовому проектированию. Ульяновск : Изд-во Ульяновского государственного технического университета, 2016. 26 с.

22. Сергеенков Б.Н., Киселев В.М., Акимова Н.А. Электрические машины. Трансформаторы : учеб. пособ для вузов. М.: Высш. шк., 2016. 352 с.

23. Силовые трансформаторы для цифровой подстанцц. Цифровые подстанции в России: процесс пошел. [Электронный ресурс] / информационный ресурс «Arhimate.ru» URL: <https://arhimate.ru/windows-7/silovye-transformator-dlya-cifrovoi-podstancii-cifrovye/> (дата обращения 10.02.2021).

24. Системы оперативного тока на электрических подстанциях [Электронный ресурс] / Информационный ресурс «Школа для электриков» URL: <http://electricalschool.info/spravochnik/eltehustr/158-sistemy-operativnogo-toka-na.html> (дата обращения 23.03.2021).

25. Соглашение о новом этапе проекта «Создание возможностей в безопасной среде» [Электронный ресурс] / Пресс-релиз инф. агенства AKDN, р. Таджикистан URL: <https://www.akdn.org/ru/press->

release/%D1%81%D0%BE%

D0%B3%D0%BB%D0%B0%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5-%D0% (дата обращения 01.02.2021).

26. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / Г. К. Вишняков, Е. А. Гоберман, С. Л. Гольцман, Г. М. Кантор, Г. С. Лисовский, Я. С. Самойлов, М. Э. Хейфиц. [отд-е изд-е]. М. : Энергоиздат, 2018. 352 с.

27. Справочник по проектированию электроснабжения : справочник / под ред. Ю. Г. Барыбиной. [отд-е изд-е]. М. : Энергоатомиздат, 2019. 576 с.

28. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти : Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.

29. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, Д. А. Глушков. Екатеринбург : Изд-во Уральского федерального университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2016. 100 с

30. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, Д. А. Глушков. Екатеринбург : Изд-во Уральского федерального университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2015. 100 с. ISBN 978-5-7996-1457-5.

31. Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических сетей. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2016. 320 с.

32. Экономика электроэнергетики : учеб. для студентов вузов, обуч. по направлению "Электротехника" / А. В. Пилюгин [и др.]. - 3-е изд., стер. - Старый Оскол : ТНТ, 2016. - 358 с

33. Элегазовый выключатель LW8-40.5 CHINT [Электронный ресурс] / Информационный ресурс «Энергетика. Оборудование. Документация» URL: <https://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/lw8-40.5-chint.html> (дата обращения 18.02.2021).

34. 6ГК.202.015 РЭ. Вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс] / URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/0de/6GK.202.015_RE.pdf (дата обращения 19.02.2021).

35. Electric Power Substations Engineering (Electrical Engineering Handbook) Hardcover by John D. McDonald (Editor). Electric Power Engineering Handbook, Third Edition. CRC Press, 2016 URL: <https://www.amazon.com/Electric-Substations-Engineering-Electrical-Handbook/dp/1439856389>

36. Electric Power Substations Engineering (Electrical Engineering Handbook) Hardcover by John D. McDonald (Editor). Electric Power Engineering Handbook, Third Edition. CRC Press, 2016 URL: <https://www.amazon.com/Electric-Substations-Engineering-Electrical-Handbook/dp/1439856389>

37. Electrical Substation Engineering & Practice: EHV-HVDC & SF6-GIS (principle, Practice, Design and Reference Data) by Prof. Sunil S. Rao (Author) Publisher Khanna Publishers URL: <https://www.amazon.com/Electrical-Substation-Engineering-Practice-principle/dp/8174091394>

38. Air-Insulated Substations: Design and Project Management Evelio Padilla Evelio Padilla Publisher Caroni River Group, 2018 URL: https://www.amazon.com/Air-Insulated-Substations-Design-Project-Management/dp/1726295613/ref=pd_sbs_2/144-8620765-&revisionId=&format=4&depth=1

39. Substation/Enclosed Switchgear/PCC Fundamentals Niel Miele, PE, LEED AP PACS Industries Publisher Power and Control system URL: https://www.ieee.li/pdf/viewgraphs/substation_enclosed_switchgear_pcc-fundamentals.pdf