

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/35 кВ «Памир-1»

Обучающийся

Ш. Я. Имомкулов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.пед.н., доцент, М.Н. Третьякова

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

Консультант

к.филол.н, доцент С. Ю. Мамушкина

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

Тольятти 2025

Аннотация

В настоящей выпускной квалификационной работе была выполнена реконструкция электрической части подстанции 110/35 кВ «Памир-1» в связи с политикой развития Таджикистана и в частности «Pamir Energy» установленная полная мощность к 2030 году составит 45 МВА.

Объект выпускной квалификационной работы – ПС Памир – 1 110/35 кВ. Предмет выпускной квалификационной работы - электрическая часть подстанции Памир – 1 110/35 кВ.

Для достижения установленной мощности было заменено два силовых трансформатора мощностью 25 МВА, на более мощные аналоги с номинальной полной мощностью 40 МВА.

Выполнен расчет токов короткого замыкания для силового трансформатора. На основании токов КЗ, далее было проверено все ЭО на термическую и электродинамическую стойкость.

Выполнена замена силового оборудования на ОРУ 35 кВ и ОРУ 110 кВ в связи с физическим его износом.

Проверена электрическая схема ОРУ 35 кВ и ОРУ 110 кВ, заземление и молнии защитное оборудование на Памир – 1.

Рассчитаны уставки релейной защиты для силового трансформатора.

Выбрана система оперативного тока на Памир – 1.

Выпускная квалификационная работа изложена на 65 страницах. Включает в себя пять рисунков, одиннадцать таблиц и двадцать шесть литературных источников.

Abstract

In this final qualification work, the reconstruction of the electrical part of the 110/35 kV «Pamir-1» substation was carried out in connection with the development policy of Tajikistan, and in particular, «Pamir Energy», with the installed total capacity expected to reach 45 MVA by 2030.

The object of the final qualification work is the Pamir-1 110/35 kV substation. The subject of the final qualification work is the electrical part of the Pamir-1 110/35 kV substation.

To achieve the specified capacity, two 25 MVA power transformers were replaced with more powerful counterparts, with a rated total capacity of 40 MVA.

A short-circuit current calculation was performed for the power transformer. Based on the short-circuit currents, all electrical equipment was tested for thermal and electrodynamic stability.

The replacement of power equipment at the 35 kV and 110 kV outdoor switchgear (ORU) was completed due to physical wear.

The electrical circuit of the 35 kV and 110 kV outdoor switchgear, grounding, and lightning protection equipment at Pamir-1 were inspected.

The relay protection settings for the power transformer were calculated.

The operational current system at Pamir-1 was selected.

The final qualification work is presented in 65 pages, including five figures, eleven tables, and twenty-six literature sources

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика объекта Памир-1 выпускной квалификационной работы.....	9
2 Электрическая нагрузка ПС 110/35 кВ Памир-1.....	15
3 Замена силовых трансформаторов ТДТН 25000 МВА.....	17
3.1 Расчет перспективной мощности на Памир – 1 к 2030 году.....	19
3.2 Электрический расчет и сравнение характеристик марок трансформатора ТДТН 40 МВА и ТДТН 63 МВА.....	21
4 Электрическая схема Памир – 1 на ОРУ 110 кВ и 35 кВ.....	37
5 Расчет полного тока короткого замыкания для ТДТН 40 МВА.....	38
6 Модернизация силового оборудования на стороне 110 и 35 кВ.....	43
6.1 Выбор силового выключателя на ВН и СН подстанции.....	43
6.2 Выбор разъединителя на 110 кВ и 35 кВ.....	46
6.3 Выбор трансформатора тока на стороне ВН и СН.....	48
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ и 35 кВ.....	50
6.5 Выбор ОПН на Памир – 1.....	50
7 Расчет РЗиА для силового трансформатора ТДТН 40 МВА.....	52
8 Заземление и молниезащитные сооружения на Памир – 1.....	58
9 Система оперативного тока на Памир – 1.....	59
Заключение.....	61
Список используемых источников.....	63

Введение

Таджикистан обладает значительными запасами гидроэнергетических ресурсов, но на данный момент используется лишь около 5% этого потенциала. По оценкам, республика может производить до 527 миллиардов кВт·ч электроэнергии в год, что ставит её на восьмое место в мире по возможностям гидроэнергетики. Средняя плотность речной сети составляет 0,6 км на квадратный километр, что делает Таджикистан вторым после России среди стран СНГ по этому показателю [10].

Политика страны в области водных и энергетических ресурсов направлена на их рациональное использование с учётом сотрудничества и взаимной выгоды. Таджикистан обладает более половиной водных запасов региона, и его инициативы, связанные с решением глобальных и региональных водных проблем, получили признание мирового сообщества. Эти инициативы стимулировали формирование нового подхода к управлению водными ресурсами на международной арене.

Страна обладает значительным потенциалом для использования дешевой и экологически чистой электроэнергии. Это имеет важное значение как для региона, так и для мира в целом, поскольку способствует снижению экологической нагрузки на природу, сокращению выбросов углекислого газа и смягчению последствий изменения климата.

Использование воды в гидроэлектроэнергетике не приводит к её потере ни по количеству, ни по качеству. Мировой опыт показывает, что сотрудничество стран, расположенных в одном речном бассейне, в строительстве и финансировании водохранилищ и гидроэлектростанций улучшает управление водными ресурсами и экологическое состояние региона.

Правительство Таджикистана, основываясь на Конституции, Водном Кодексе и других законодательных актах, проводит политику рационального использования и защиты водных ресурсов как внутри страны, так и на региональном уровне. Обладая около 60% водных ресурсов Центральной

Азии, Таджикистан ответственно относится к их справедливому распределению не только для себя, но и для соседних стран региона.

Развитие гидроэнергетики стало важным направлением, что привело к строительству гидроэлектростанций и созданию условий для размещения энергоёмких предприятий на территории страны [25].

В рамках реализации задач, предусмотренных Государственной стратегией развития и инвестиционной программой по обновлению производственной базы и внедрению современных технологий, в энергетическом секторе Таджикистана активно проводятся различные мероприятия [10].

Основные направления работы включают:

- восстановление и модернизацию существующих объектов электроэнергетики;
- увеличение производственных мощностей через строительство новых электростанций и модернизацию уже действующих объектов;
- развитие энергетической инфраструктуры: обновление подстанций, строительство новых линий электропередач различного уровня напряжения;
- внедрение автоматизированных систем для диспетчерского управления и учёта потребляемой электроэнергии;
- повышение энергоэффективности за счёт сокращения технологических и коммерческих потерь, а также улучшение экономической рентабельности энергосистемы.

Для реализации стратегии развития энергетического сектора Таджикистана ключевым фактором стало привлечение инвестиций через соглашения с другими государствами и международными финансовыми институтами. В результате таких соглашений были успешно выполнены и продолжают реализовываться различные инвестиционные проекты [23].

Одним из наиболее значимых проектов стал первый частный энергетический проект в Горном Бадахшане, реализованный по модели государственно-частного партнёрства (PPP). В 2002 году была создана компания ОАО «Памир Энерджи», целью которой было восстановление и модернизация системы электроснабжения в Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО). Этот проект стал результатом сотрудничества Фонда Ага Хана по Экономическому Развитию (ФАХЭР), который инвестировал 70%, и Международной Финансовой Корпорации (МФК), доля которой составила 30%. Компания заключила с правительством Таджикистана концессионное соглашение сроком на 25 лет, которое регламентирует её деятельность, включая тарифную политику [10].

Инвестиции в размере 27 миллионов долларов США были привлечены из различных источников, включая ФАХЭР, МФК, правительство Швейцарии и кредит Всемирного банка. ОАО «Памир Энерджи» обслуживает 11 гидроэлектростанций в регионе с общей мощностью 43,2 МВт. После завершения реабилитации в 2005 году жители Хорога и большая часть населения ГБАО получили круглогодичное электроснабжение без перебоев. С 2008 года компания продолжает расширять свои услуги, улучшая доступ к электроэнергии в регионе.

В последние десятилетия Таджикистан активно развивает возобновляемые источники энергии, сосредоточившись на строительстве малых гидроэлектростанций (ГЭС). В числе построенных объектов — ГЭС «Спандж» на реке Бартанг, «Савноб» у родника кишлака Савноб, «Техарв» на притоке реки Ванч, «Андорбак» на реке Камочдара, «Памир-1» на реке Гунт, «Хазора» на реке Зидды, а также реконструированная ГЭС «Ак-Су» в Мургабском районе и новая станция «Мотравн» в Ванджском районе. Эти проекты способствовали электрификации отдалённых и децентрализованных населённых пунктов.

В 2015 году правительство Таджикистана утвердило постановление № 795, которым была принята «Программа освоения возобновляемых

источников энергии и строительства малых гидроэлектростанций на 2016-2020 годы». Целью программы стало строительство 64 малых ГЭС с установленной мощностью от 5 до 10 000 кВт. Основными источниками финансирования для реализации программы были определены министерства и ведомства страны, местные и международные инвесторы, а также общественные и частные организации [10].

На сегодняшний день в Таджикистане функционируют более 285 малых ГЭС с мощностью от 5 до 4300 кВт. Из них 16 станций принадлежат государственному предприятию ОАХК «Барки Тоҷик». Среди крупнейших объектов можно выделить ГЭС «Марзич» (4300 кВт) в Айнинском районе, «Сангикар» (1000 кВт) в Раштском районе, «Питовкул-2» (1100 кВт) в Джиргитальском районе и «Кухистон» (500 кВт) в Горно-Матчинском районе.

В сфере энергетики Республики Таджикистан действует ряд законодательных актов (законов), регулирующих её развитие и использование. Среди них ключевыми являются:

- «Об энергетике», принятый 29 ноября 2000 года (№33), который определяет основные принципы и правила функционирования энергетического сектора;
- «О естественных монополиях» от 13 декабря 1997 года, регулирующий деятельность организаций, обладающих монопольным положением в сфере энергетики;
- «Об использовании возобновляемых источников энергии» от 12 января 2010 года (№587), направленный на стимулирование развития экологически чистых энергетических источников;
- «О безопасности гидротехнических сооружений» от 29 декабря 2010 года (№666), устанавливающий требования к эксплуатации гидротехнических объектов и их безопасности;

1 Характеристика объекта Памир-1 выпускной квалификационной работы

Гидроэлектростанция «Памир-1» расположена на реке Гунт (рисунок 1) в Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) Таджикистана, недалеко от города Хорог. Географическое положение по координатам 37.4937° – северной широты, и 71.5532° – восточной долготы. Она была построена для снабжения электричеством удалённых горных районов, где централизованное электроснабжение затруднено. ГЭС «Памир-1» является частью инфраструктуры компании «Памир Энерджи», которая была создана в рамках государственно-частного партнёрства. Основной целью компании стало восстановление и модернизация системы электроснабжения региона.

Электростанция обеспечивает электроэнергией значительную часть населения ГБАО, включая Хорог и прилегающие районы. Станция была построена для устойчивого и круглогодичного электроснабжения как для населения, так и для промышленных нужд региона. Вырабатываемая энергия является экологически чистой и возобновляемой, что положительно сказывается на качестве жизни местных жителей и способствует экономическому развитию региона.

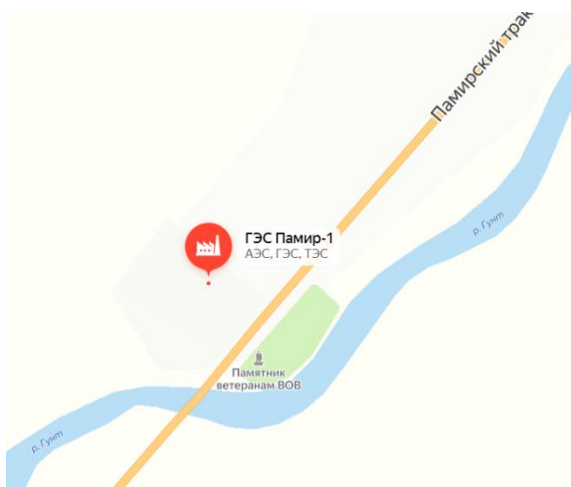


Рисунок 1 – Территориальное расположение ГЭС Памир – 1

Все оборудование ОРУ установлено на открытой площадке на металлических конструкциях, что позволяет обеспечить надлежащую изоляцию и снизить риски коротких замыканий [20]. Реконструкция подстанции предполагает обновление оборудования и модернизацию системы для повышения надежности и эффективности работы, что обеспечит стабильное электроснабжение региона.

На ОРУ 110 кВ (рисунок 2) и 35 кВ (рисунок 3) установлено следующее электрооборудование (таблица 1).

Таблица 1 – ЭО подстанции Памир-1

Название	Описание
Силовой трансформатор	Трансформатор марки ТДНТ повышает напряжение от генератора с 6 кВ и передает его на шины ОРУ 110 и 35 кВ.
Силовой выключатель	обеспечивает защиту линии электропередачи в случае коротких замыканий или перегрузок, отключая её для предотвращения повреждений оборудования
Разъединитель	дает возможность безопасно отключать отдельные части подстанции для их технического обслуживания. Разъединитель обеспечивают визуальный разрыв цепи, что является дополнительной мерой безопасности для персонала
Измерительные трансформаторы тока и напряжения	ТТ и ТН выполняют не только функцию измерения сетевых параметров, но также играют ключевую роль в системах релейной защиты. Они передают данные на защитные реле, которые при возникновении аварий автоматически отключают поврежденные участки сети. Это позволяет оперативно реагировать на неисправности, предотвращая серьезные повреждения оборудования. Таким образом, трансформаторы помогают поддерживать стабильность и безопасность энергосистемы, обеспечивая её надёжную работу и минимизируя риски аварий.
Ограничитель перенапряжения	Основная функция ОПН заключается в том, чтобы поглощать и отводить лишнюю энергию, которая возникает при перенапряжении, тем самым предотвращая повреждение ключевых элементов подстанции, таких как трансформаторы, выключатели и другие устройства.

Продолжение таблицы 1

Название	Описание
Трансформатор собственных нужд (35 кВ)	Трансформатор собственных нужд (ТСН) представляет собой устройство, предназначенное для обеспечения электрической энергией самой подстанции и её вспомогательных систем. Его основная функция заключается в том, чтобы понижать напряжение, поступающее на подстанцию, до уровня, который подходит для питания внутренних систем, таких как управление, автоматика, релейная защита, освещение и вентиляция. ТСН играет важную роль в поддержании стабильной работы подстанции, обеспечивая её электроэнергией, необходимой для функционирования всех вспомогательных устройств. Это позволяет подстанции оставаться автономной и функционировать даже при возможных сбоях в основной электрической сети.
Токопровод (лэп)	используются для соединения различных элементов подстанции и передачи электроэнергии между ними

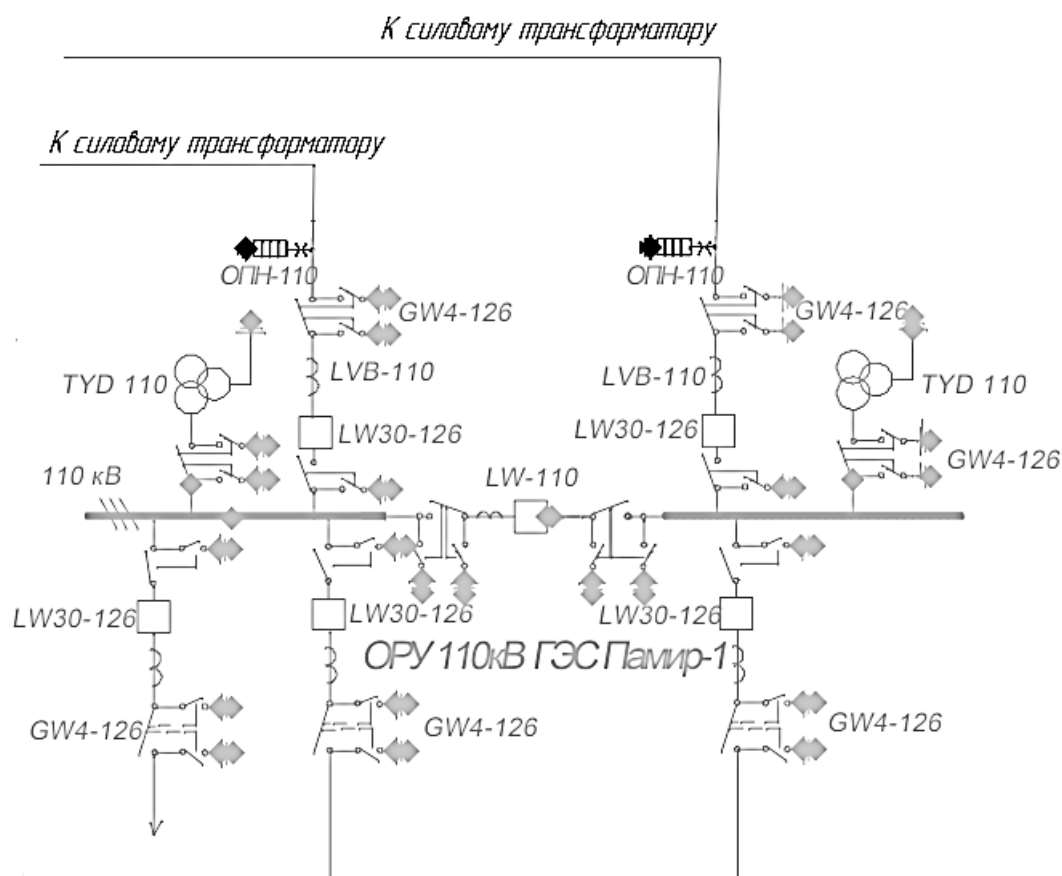


Рисунок 2 – Электрическая схема ОРУ 110 кВ

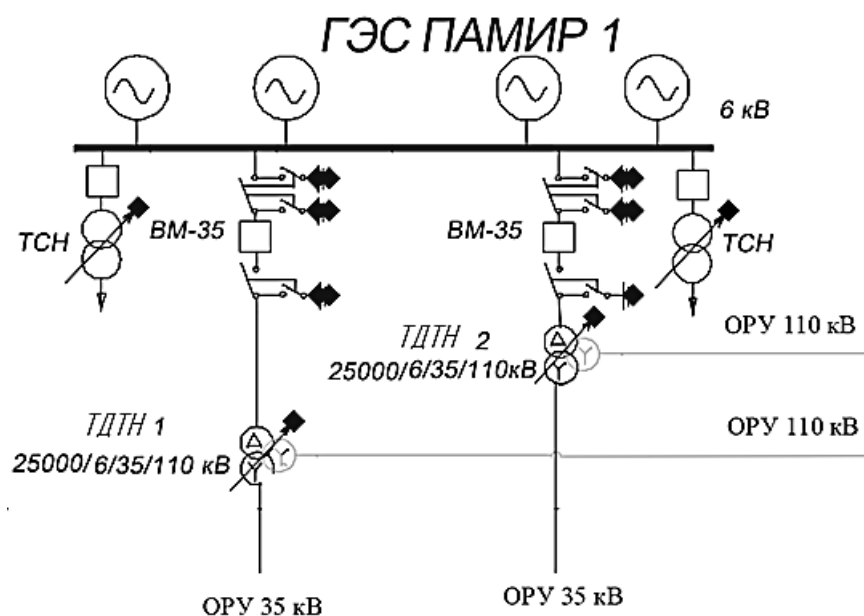


Рисунок 4 – Блок гидрогенератор – силовой трансформатор

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), электроснабжение потребителей делится на три категории надёжности. На Памир – 1 основная часть потребителей относится ко I категории по надёжности электроснабжения, что подразумевает особенно высокого уровня надёжности и непрерывного электроснабжения и наличие двух независимых источников питания. Однако существенная часть потребителей также относится к II категории [13].

Подстанция Памир-1 расположена в горной местности Горно-Бадахшанской автономной области Таджикистана, что предъявляет особые требования к её работе. Климат региона отличается значительными колебаниями температуры как в течение года, так и в течение суток. Зимой температуры могут опускаться ниже -20°C , что требует от оборудования устойчивости к морозам, а летом они могут достигать $+30^{\circ}\text{C}$, что предъявляет требования к защите от перегрева.

Высота расположения подстанции – около 2000 метров над уровнем моря – также оказывает влияние на её работу. Разреженный воздух на таких

высотах может снижать эффективность охлаждения трансформаторов и другого оборудования, что требует дополнительного внимания к теплообмену. Низкая влажность в этом регионе снижает вероятность коррозии, однако сухой воздух повышает риск возникновения статического электричества, что требует мер предосторожности для защиты высоковольтных систем.

Частые ветра в горах создают дополнительные механические нагрузки на конструкции подстанции. Кроме того, Горно-Бадахшанский регион подвержен сейсмической активности, что требует усиленной сейсмостойкости оборудования и сооружений.

На ГЭС «Памир-1» постоянно дежурит высококвалифицированный персонал, который отвечает за поддержание бесперебойной работы станции. Сотрудники следят за исправностью генераторов, трансформаторов и распределительных устройств, проводя круглосуточный мониторинг всех систем. Их задачи включают регулярные проверки состояния оборудования, оперативное устранение любых возникающих неполадок и выполнение плановых технических обслуживаний.

Вывод по разделу 1. В этом разделе мы рассмотрели краткую характеристику объекта Памир-1, изучили все силовое оборудование, установленное на ПС, проанализировали электрические схемы открытых распределительных устройств 110 и 35 кВ соответственно. Выяснили климатические условия, в которых эксплуатируется ЭО.

2 Электрическая нагрузка ПС 110/35 кВ Памир-1

Гидроэлектростанция «Памир-1» начала свою работу в 1962 году и с тех пор является ключевым источником электроэнергии для Горно-Бадахшанской автономной области Таджикистана. За время своей эксплуатации станция неоднократно модернизировалась для повышения её эффективности и надёжности. В 2002 году управление было передано компании «Pamir Energy» по концессионному соглашению, рассчитанному на 25 лет. В рамках этого проекта была проведена значительная модернизация, что позволило увеличить её установленную мощность до 28 МВт.

На подстанции установлены два силовых трансформатора марки ТДТН с номинальной мощностью в 25 МВА (каждый). Исходя из Горно-Бадахшанской электроэнергетической системы «Pamir Energy», электрическая нагрузка на на реке Гунт Хорогская ГЭС и Памирская ГЭС-1 имеет общую мощность в 37 МВт, а полная мощность на 2023 год (одна ГЭС Памир – 1), составляет $\approx 35,4$ МВА ($S_{\text{Памир-1}}$), а выработка электрической энергии достигает значений 179532 МВт·ч ($W_{\text{Памир-1}}$).

Зная значение полной мощности на подстанции и количество электрической энергии, выработанной на ПС, можем найти T_m (продолжительность годовой загрузки подстанции).

Максимальная продолжительность годовой нагрузки подстанции – это временной промежуток в течение года, когда подстанция работает с наибольшей нагрузкой, приближенной к своей максимальной или проектной мощности. С помощью него мы можем найти периоды, когда оборудование эксплуатируется с высокой интенсивностью, и является важным для оценки эффективности работы системы. Анализ этого показателя помогает выявить пиковые нагрузки, что необходимо для оптимального планирования эксплуатации и предотвращения перегрузок оборудования в будущем [13].

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{Памир-1}}}{S_{\text{Памир-1}}}; \quad (1)$$

$$T_{\text{м}} = \frac{179532}{35,4} = 5066,4 \text{ ч.}$$

После нахождения $T_{\text{м}}$ переходим к расчету среднегодового коэффициента использования установленной мощности:

$$K_{\text{сред}} = \frac{T_{\text{м}}}{N}; \quad (2)$$

где N – количество часов в году (8760 часов = 365 дней · 24 часа).

$$K_{\text{сред}} = \frac{5066,4}{8760} = 0,578.$$

Выводы по разделу 2. В данном разделе мы ознакомились с политикой компании «Pamir Energy», которая представляет из-себя комплекс мероприятия по модернизации объектов энергетики в течение 25 лет с момента заключения договора, рассчитали максимальную продолжительность годовой нагрузки, согласно Гороно-Бадахшанской электроэнергетической системы и нашли среднегодовой коэффициент использования установленной мощности.

3 Замена силовых трансформаторов ТДТН 25000 МВА

На 2024 год на Памир – 1 используются два трансформатора марки ТДТН 25000/6/35/110. Расшифровка аббревиатуры (таблица 2) и технические характеристики (таблица 3) представлены в таблицах 2÷3.

Таблица 2 – Расшифровка марки ТДТН 25 МВА

Буква	Описание
Т	Трансформатор
Д	Система охлаждения «Дутье», включает в себя масляное охлаждение и радиаторы (естественная циркуляция масла, но принудительная циркуляция воздуха) [5]
Т	Количество обмоток – 3 , рассчитан на три стороны напряжения 6 кВ (от синхронного генератора), 35 кВ (уходит на ПС 35/10 кВ «Навобод», ПС 35/10 кВ «Вир») и 110 кВ (уходит на ГЭС «Хорог» [5]
Н	Наличия регулирования под нагрузкой (Регулирование под нагрузкой позволяет изменять коэффициент трансформации силового трансформатора без необходимости его отключения. Это обеспечивает поддержание номинального уровня напряжения на выводах обмоток, не прерывая работу оборудования) [5]

Таблица 3 – Технические характеристики ТДТН 25 МВА

Параметр и размерность	Обозначение	Значение	Описание
Ток холостого хода, %	I_{xx}	0,002	Ток холостого хода трансформатора — это ток, потребляемый устройством при отсутствии нагрузки на вторичной обмотке, то есть при разомкнутой выходной цепи. Основной причиной его возникновения являются потери на намагничивание в сердечнике трансформатора, а также незначительные потери в проводниках обмоток. Ток состоит из магнитного тока (необходим для создания магнитного поля в сердечнике) и активного тока (потери в стали на гистерезис и на вихревые токи) [4]

Продолжение таблицы 3

Параметр и размерность	Обозначение	Значение	Описание
Мощность холостого хода, кВт	P_{xx}	20	Мощность холостого хода — это энергия, которую трансформатор расходует в режиме работы без нагрузки, когда его вторичная обмотка не соединена с потребителем. Складывается из P_0 (потери, возникающие в сердечнике из-за явлений гистерезиса и вихревых токов) и Q_0 (намагничивание магнитопровода) [4]
Напряжение короткого замыкания, %	$U_{кзВН-СН}$	10,5	Напряжение короткого замыкания трансформатора — это наименьшее напряжение, которое требуется подать на первичную обмотку, чтобы при замкнутой вторичной цепи получить номинальный ток. Параметр отражает внутренние потери трансформатора, такие как потери в обмотках и сердечнике, и служит для оценки его рабочих характеристик, включая падение напряжения под нагрузкой и тепловые потери.
	$U_{кзВН-НН}$	17,5	
	$U_{кзСН-НН}$	6,5	
Мощность короткого замыкания, кВт	$P_{кз}$	140	Мощность короткого замыкания трансформатора — это энергия, потребляемая устройством при замкнутой вторичной обмотке и подаче на первичную обмотку напряжения, соответствующего напряжению короткого замыкания. В эту мощность входят активные потери, связанные с сопротивлением обмоток, и реактивные потери, возникающие из-за индуктивности. Мощность КЗ необходима при расчете токов короткого замыкания для правильного проектирования электрических сетей и обеспечения их надежной защиты [5].

Продолжение таблицы 3

Параметр и размерность	Обозначение	Значение	Описание
Напряжение на стороне ВН/СН/НН, кВ	$U_{ВН}$	110	Значение напряжения, подключенное к каждому Вводу
	$U_{СН}$	35	
	$U_{НН}$	6	
Полная мощность, МВА	S	25	Полная мощность трансформатора представляет собой общую величину энергии, которую он может передать от первичной обмотки ко вторичной.

Pamir Energy провела анализ электроэнергетической системы (исходя из политики развития Таджикистана 2030) и выяснила, что к 2030 году перспективная полная мощность достигнет значения в 45 МВА ($S_{персп}$). Это подтверждается имитационной моделью в программном обеспечении «PowerFactory». Следовательно, установленные силовые трансформаторы на Памир – 1 уже не удовлетворяет требования по установленной номинальной мощности и необходимо их заменить, на более мощные аналоги. Энергетическая схема на ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ полностью удовлетворяет их текущие потребности на всех уровнях напряжения. Изменений в конфигурации сетей с напряжением 110 кВ и 35 кВ в ближайшее время не планируется [10].

3.1 Расчет перспективной мощности на Памир – 1 к 2030 году

Со временем количество потребителей электроэнергии в Таджикистане неизбежно увеличивается, что ведет к росту требований к мощности. Старые трансформаторы, которые устанавливались десятилетия назад, могут уже не справляться с необходимыми нагрузками, что вызывает перегрузки, нестабильную работу сети и даже аварии. В таких условиях использование более мощных трансформаторов становится необходимым для обеспечения стабильности. Устаревшие трансформаторы уже не соответствуют

современным стандартам, что делает их эксплуатацию невыгодной и нецелесообразной [8], [27].

В рамках политики развития энергетической системы «Pamir Energy» необходимо модернизировать оборудование, чтобы повысить надежность электроснабжения, уменьшить потери электроэнергии и увеличить пропускную способность сетей.

Расчет проведем для перспективной мощности на Памир – 1 к 2030 году (45 МВА):

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{персп}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{пер}}(n-1)}; \quad (3)$$

где $S_{\text{ном.Т}}$ - номинальная полная мощность силового трансформатора (каждого), МВА,

$S_{\text{персп}}$ - номинальная перспективная полная мощность на Памир – 1, МВА,

k_{1-2} - процентное соотношения потребителей первой и второй категории электроснабжения (ЭСН), от полного количества потребителей на ПС.

$k_{\text{пер}}$ - максимальный допустимый коэффициент перегрузки силового трансформатора при аварийной ситуации на объекте,

n - количество силовых трансформаторов, работающих одновременно на Памир – 1, шт.

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{45 \cdot 0,83}{1,4(2-1)} = 26,68 \text{ МВА}.$$

В результате расчета можем сделать вывод, что трансформаторы, установленные на момент 2024 года, не соответствуют по номинальной мощности политике развития Горно-Бадахшанской электроэнергетической

системы и требуют замены, что подтверждается расчетами, проведенными «Pamir Energy», через ПО «PowerFactory».

3.2 Электрический расчет и сравнение характеристик марок трансформатора ТДТН 40 МВА и ТДТН 63 МВА

Согласно справочнику Неклепаева, ближайшие трансформаторы по установленной номинальной мощности к 25 МВА это:

- ТДТН 40 МВА;
- ТДТН 63 МВА.

Расчет начнем с трансформатора марки ТДТН 400000000/110/35/6 ВА

Технические характеристики на 40 МВА отражены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики ТДТН 40 МВА

Параметр и размерность	Обозначение	Значение
Ток холостого хода, %	I_{xx}	0,3
Мощность холостого хода, кВт	P_{xx}	30
Напряжение короткого замыкания, %	$U_{кзВН-СН}$	10,5
	$U_{кзВН-НН}$	17,5
	$U_{кзСН-НН}$	6
Мощность короткого замыкания, кВт	$P_{кз}$	200
Напряжение на стороне ВН/СН/НН, кВ	$U_{ВН}$	110
	$U_{СН}$	35
	$U_{НН}$	6
Полная мощность, МВА	S	40

Первым делом необходимо рассчитать приведенные активные потери в силовом трансформаторе [9]:

$$P_{\text{привед}} = P_{\text{привХ.Х}} + \kappa_{з.в}^2 \cdot P_{\text{привк.в}} + \kappa_{з.с}^2 \cdot P_{\text{привк.с}} + \kappa_{з.н}^2 \cdot P_{\text{привк.н}}; \quad (4)$$

где $P_{\text{привХ.Х}}$ – активные потери на холостом ходу (привед.), кВт,

$\kappa_{з.в}$ – загрузочный коэффициент стороны высокого напряжения на Памир – 1,

$P_{\text{привк.в}}$ – активные потери короткого замыкания на высокой стороне (ВН), кВт,

$\kappa_{з.с}$ – загрузочный коэффициент стороны среднего напряжения на Памир – 1,

$P_{\text{привк.с}}$ – активные потери короткого замыкания на средней стороне (СН), кВт,

$\kappa_{з.н}$ – загрузочный коэффициент стороны низкого напряжения на Памир – 1.

$P_{\text{привк.н}}$ – активные потери короткого замыкания на низкой стороне (НН), кВт.

Произведем расчет активных потерь на холостом ходу [18]:

$$P_{\text{привX.X}} = P_{\text{X.X}} + \kappa_{un} \cdot Q_{\text{X.X}}; \quad (5)$$

где $P_{\text{X.X}}$ – паспортное значение потерь трансформатора на X.X, кВт,

κ_{un} – приближенное значение, отвечающее за то, насколько далеко потребители электрической энергии (ЭЭ) находятся от источника генерации ЭЭ,

$Q_{\text{X.X}}$ – реактивные потери трансформатора на X.X, квар.

Найдем реактивные потери на X.X., так как это расчетная величина:

$$Q_{\text{X.X}} = \frac{I_{\text{X.X}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}; \quad (6)$$

где $I_{X.X}$ – паспортное значение тока холостого хода СТ (силового трансформатора), %,

$S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность СТ, МВА.

$$Q_{X.X} = \frac{0,3}{100} \cdot 40000 = 120 \text{ квар};$$

Подставляем значения $Q_{X.X}$ в формулу 5 и находим приведенные активные потери на X.X:

$$P_{\text{привX.X}} = 30 + 0,05 \cdot 120 = 36 \text{ кВт};$$

Далее находим загрузочный коэффициент стороны высокого напряжения $\kappa_{3.B}$:

$$\kappa_{3.B} = \frac{S_B}{S_{\text{ном.Т}}}; \quad (7)$$

где S_B – полная мощность на стороне ВН силового трансформатора (расчетная), МВА.

$$\kappa_{3.B} = \frac{45}{40} = 1,125;$$

После нахождения коэффициента, переходим к расчету активных потерь короткого замыкания на высокой стороне (ВН):

$$P_{\text{привк.В}} = P_{\text{к.З.В}} + \kappa_{un} \cdot Q_{\text{к.В}}; \quad (8)$$

где $P_{\text{к.з.в}}$ – значение активной мощности КЗ, при максимальной загрузке обмотки высокого напряжения (100 %) кВт,
 $Q_{\text{к.в}}$ – реактивные потери трансформатора на КЗ на ВН, квар.

$P_{\text{к.з.в}}$ исходя из методических указания принимается как половина от всей мощности КЗ и высчитывается по формуле 9 [18]:

$$P_{\text{к.з.в}} = \frac{1}{2} \cdot P_{\text{к.з}}; \quad (9)$$

где $P_{\text{к.з}}$ – активные потери трансформатора на КЗ, кВт.

$$P_{\text{к.з.в}} = \frac{1}{2} \cdot 200 = 100 \text{ кВт};$$

Теперь находим реактивные потери на ВН (потери КЗ):

$$Q_{\text{к.в}} = \frac{U_{\text{к.в}}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}}; \quad (10)$$

где $U_{\text{к.в}}$ – напряжение КЗ на стороне ВН силового трансформатора, %.

Рассчитаем на стороне ВН $U_{\text{к.в}}$ по формуле 11:

$$U_{\text{к.в}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.ВН-СН}} - U_{\text{к.СН-НН}}); \quad (11)$$

где $U_{\text{к.ВН-НН}}$, $U_{\text{к.ВН-СН}}$, $U_{\text{к.СН-НН}}$ – паспортные значения напряжения КЗ силового трансформатора между их обмотками, %.

$$U_{\text{к.в}} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%;$$

Зная $U_{\text{к.в}}$ теперь можем найти $Q_{\text{к.в}}$ по формуле 10:

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар};$$

Вычисленные параметры подставляет в формулу 8 и находим итоговое значение активных потерь короткого замыкания на высокой стороне (ВН):

$$P_{\text{привк.в}} = 100 + 0,05 \cdot 4300 = 315 \text{ кВт};$$

Теперь аналогично находим все то же самое, но для стороны среднего напряжения (35 кВ).

Далее находим загрузочный коэффициент стороны среднего напряжения $\kappa_{3.с}$ [18]:

$$\kappa_{3.с} = \frac{S_c}{S_{\text{ном.т}}}; \quad (12)$$

где S_c – полная мощность на стороне СН силового трансформатора (расчетная), МВА.

$$\kappa_{3.с} = \frac{17,950}{40} = 0,44875;$$

После нахождения коэффициента, переходим к расчету активных потерь короткого замыкания на высокой стороне (СН):

$$P_{\text{привк.с}} = P_{к.3.с} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.с}; \quad (13)$$

где $P_{к.3.с}$ – значение активной мощности КЗ при максимальной загрузке обмотки среднего напряжения (100 %) кВт,

$Q_{к.с}$ – реактивные потери трансформатора на КЗ на СН, квар.

$P_{\text{к.з.с}}$ исходя из методических указания принимается как половина от всей мощности КЗ и высчитывается по формуле 14:

$$P_{\text{к.з.с}} = \frac{1}{2} \cdot P_{\text{к.з}}; \quad (14)$$

$$P_{\text{к.з.с}} = \frac{1}{2} \cdot 200 = 100 \text{ кВт};$$

Теперь находим реактивные потери на СН (потери КЗ):

$$Q_{\text{к.с}} = \frac{U_{\text{к.с}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}; \quad (15)$$

где $U_{\text{к.с}}$ – напряжение КЗ на стороне СН силового трансформатора, %.

Рассчитаем на стороне СН $U_{\text{к.с}}$ по формуле 16:

$$U_{\text{к.с}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}}); \quad (16)$$

$$U_{\text{к.с}} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%;$$

Зная $U_{\text{к.с}}$ теперь можем найти $Q_{\text{к.с}}$ по формуле 15:

$$Q_{\text{к.с}} = \frac{0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{ квар};$$

Вычисленные параметры подставляет в формулу 13 и находим итоговое значение активных потерь короткого замыкания на средней стороне (СН):

$$P_{\text{привк.с}} = 100 + 0,05 \cdot 0 = 100 \text{ кВт};$$

Заключительный этап проделываем расчет для стороны НН (низкого напряжения 6 кВ).

Далее находим загрузочный коэффициент стороны низкого напряжения $\kappa_{з.н}$:

$$\kappa_{з.н} = \frac{S_{н}}{S_{ном.Т}}; \quad (17)$$

где $S_{н}$ – полная мощность на стороне НН силового трансформатора (расчетная), МВА.

$$\kappa_{з.н} = \frac{27,05}{40} = 0,67625;$$

После нахождения коэффициента, переходим к расчету активных потерь короткого замыкания на низкой стороне (НН):

$$P_{привк.н} = P_{к.з.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н}; \quad (18)$$

где $P_{к.з.н}$ – значение активной мощности КЗ при максимальной загрузке обмотки низкого напряжения (100 %) кВт,
 $Q_{к.н}$ – реактивные потери трансформатора на КЗ на НН, квар.

$P_{к.з.н}$ исходя из методических указания принимается как половина от всей мощности КЗ и высчитывается по формуле 19:

$$P_{к.з.н} = \frac{1}{2} \cdot P_{к.з}; \quad (19)$$
$$P_{к.з.н} = \frac{1}{2} \cdot 200 = 100 \text{ кВт};$$

Теперь находим реактивные потери на НН (потери КЗ):

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (20)$$

где $U_{к.н}$ – напряжение КЗ на стороне НН силового трансформатора, %.

Рассчитаем на стороне НН $U_{к.н}$ по формуле 21:

$$\begin{aligned} U_{к.н} &= 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}); \\ U_{к.н} &= 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \% ; \end{aligned} \quad (21)$$

Зная $U_{к.н}$ теперь можем найти $Q_{к.н}$ по формуле 20:

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 40000 = 2700 \text{ квар} ;$$

Вычисленные параметры подставляет в формулу 18 и находим итоговое значение активных потерь короткого замыкания на низкой стороне (НН):

$$P_{привк.н} = 100 + 0,05 \cdot 2700 = 235 \text{ кВт} ;$$

Все параметры для формулы 4 известны, поэтому подставляем их и находим заключительное значение приведённой активной мощности

$$P_{привед} = 36 + 1,125^2 \cdot 315 + 0,44875^2 \cdot 105 + 0,67625^2 \cdot 235 \approx 518 \text{ кВт} .$$

Следующий этап расчета, это найти потери электроэнергии на ПС $\Delta W_{п.с.}$. Они суммируются из потери электроэнергии на КЗ и на ХХ (формула 22):

$$\Delta W_{\text{П.С.}} = \sum \Delta W_{\text{Х.Х.}i} + \sum \Delta W_{\text{К.З.}i}; \quad (22)$$

где $\sum \Delta W_{\text{Х.Х.}i}$ – алгебраическая сумма всех потерь ХХ (исходя из годового графика ПС),

$\sum \Delta W_{\text{К.З.}i}$ – алгебраическая сумма всех потерь КЗ (исходя из годового графика ПС).

График был смоделирован организацией «Раміг Energy», так как расчет ведется на перспективную нагрузку на 2030 год. Чтобы рассчитать формулу 22, нам необходимо раскрыть из чего состоит $\sum \Delta W_{\text{Х.Х.}i}$ (формула 23) и $\sum \Delta W_{\text{К.З.}i}$ (формула 24). Все расчеты $\Delta W_{\text{П.С.}}$ представлены в таблице 5.

$$\sum \Delta W_{\text{Х.Х.}i} = \sum n_i \cdot P_{\text{привХ.Х}} \cdot T_i; \quad (23)$$

где n – общее количество СТ (силовых трансформаторов), которые работают на соответственной ступени годового графика, шт,

T – длительность i -ой ступени годового графика,

i – ступень годового графика.

$$\begin{aligned} \sum \Delta W_{\text{К.З.}i} &= \sum \Delta W_{\text{К.З.В}i} + \sum \Delta W_{\text{К.З.С}i} + \sum \Delta W_{\text{К.З.Н}i} = \\ &= \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.В}i} \cdot \kappa_{\text{З.В}i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.С}i} \cdot \kappa_{\text{З.С}i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.Н}i} \cdot \kappa_{\text{З.Н}i}^2 \cdot T_i \right); \end{aligned} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{П.С.}} &= \sum n_i \cdot P_{\text{привХ.Х}} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.В}i} \cdot \kappa_{\text{З.В}i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.С}i} \cdot \kappa_{\text{З.С}i}^2 \cdot T_i + \right. \\ &\quad \left. \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.Н}i} \cdot \kappa_{\text{З.Н}i}^2 \cdot T_i \right). \end{aligned} \quad (25)$$

Таблица 5 – Электрический расчет потерь для ТДТН 40 МВА на Памир – 1

Полная мощность на ВН на одну ступень, МВА	Полная мощность на СН на одну ступень, МВА	Полная мощность на НН на одну ступень, МВА	Номер ступени	Количество трансформ, одновременно работающих на ПС	Продолжительность ступени, ч	Потери ЭЭ на ХХ на ПС, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на ВН на одну ступень, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на СН на одну ступень, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на НН на одну ступень, МВт·ч	Кэф. загр на ВН на одну ступень	Кэф. загр на СН на одну ступень	Кэф. загр на НН на одну ступень
45	17,95	27,05	1	2	500	36	91,81	5,29	23,4	1,16	0,19	0,39
40,18	13,41	22,1	2	2	120	8,64	19,07	7,1	4,3	1,02	0,12	0,3
35,34	12,23	20,64	3	2	680	48,96	83,8	3,34	21,3	0,76	0,08	0,26
34,15	10,68	18,34	4	2	700	50,4	80,34	2,62	17,29	0,72	0,06	0,2
32,74	9,67	15,45	5	2	830	59,8	87,6	2,54	14,5	0,66	0,06	0,14
28,89	7,85	12,24	6	2	1160	83,5	95,27	2,35	12,76	0,5	0,04	0,08
26,1	4,8	9,2	7	2	1150	82,8	77,13	8,7	7,16	0,44	0,01	0,04
21,95	4,8	7,8	8	1	980	35,23	92,94	1,5	8,7	0,31	0,01	0,04
19,03	4,8	7,8	9	1	180	6,48	12,84	0,27	1,6	0,24	0,01	0,04
17,12	4,8	7,8	10	1	1230	44,3	70,86	1,86	10,9	0,19	0,01	0,04
15,1	4,8	7,8	11	1	270	9,7	12,09	0,4	2,4	0,13	0,01	0,04
11,87	4,8	7,8	12	1	960	34,6	26,6	1,5	8,5	0,1	0,01	0,04
Итого						1421,04				-		

После расчета потерь необходимо найти экономическую составляющую, которая показывает, сколько тратится денег на силовой трансформатор и сколько теряется денег с учетом потерь в нем.

Формула расчета годовых потерь (в денежном эквиваленте) в силовом трансформаторе представлена ниже:

$$И_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{п.с.}} \cdot C_{\text{Э}}; \quad (26)$$

где $C_{\text{Э}}$ – цена на электрическую энергию на 2024 год.

Цена на ЭЭ рассчитывается по формуле 27:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta; \quad (27)$$

где α – коэффициент основной ставки (двухставочного тарифа) за один кВт,

β – коэффициент дополнительной ставки (двухставочного тарифа) за один кВт.

На 2024 год, по ценовой политике Таджикистана основная ставка составляет 30,75 Дирама, что в рублях составляет 2,80 рубля за 1 кВт·ч. Дополнительная ставка в свою очередь же варьируется от сезона к сезону. Летом в период с 1-го мая по 30 сентября ставка составляет 10,64 Дирама за 1 кВт·ч. В зимний период с 1-го октября по 30 апреля ставка составляет 60,65 Дирама за 1 кВт·ч. Для расчетов примем среднее значение ставки в $\approx 35,65$ Дирама, что в рублях составляет 3,25 рубля.

Подставляем значение ставок в формулу 27:

$$C_{\text{Э}} = \frac{2,8}{5066,4} + 3,25 = 3,251;$$

Далее находим по формуле 26 стоимость годовых потерь на СТ ТДТН 40 МВА:

$$I_{\text{г}} = 1421040 \cdot 3,251 = 4619165,4 \text{ руб};$$

После нахождения стоимости годовых потерь, переходим к расчету полных приведенных затрат на силовой трансформатор:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{о}} + I_{\text{г}}; \quad (28)$$

где $E_{\text{н}}$ – дисконтный коэффициент,

K – стоимость силового трансформатора, на 2024 год цена на СТ варьируется от 22 млн до 50 млн, реальную цену можно узнать только по запросу, так что примем среднее значение в 35 млн рублей,

$I_{\text{о}}$ – систематические отчисления в год на СТ (цена на СТ умножается на коэффициент 0,095),

$I_{\text{г}}$ – стоимость годовых потерь на СТ ТДТН 40 МВА.

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 35000000 + (0,095 \cdot 35000000) + 4619165,4 = 13194165,4 \text{ руб}.$$

На этом расчет по трансформатору на 40000 кВА закончен, перейдем к следующему варианту трансформатору 63000 кВА.

Технические характеристики на 63 МВА отражены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики ТДТН 63 МВА

Параметр и размерность	Обозначение	Значение
Ток холостого хода, %	$I_{\text{хх}}$	0,3
Мощность холостого хода, кВт	$P_{\text{хх}}$	45
Напряжение короткого замыкания, %	$U_{\text{кзВН-СН}}$	10,5
	$U_{\text{кзВН-НН}}$	18
	$U_{\text{кзСН-НН}}$	7

Продолжение таблицы 6

Параметр и размерность	Обозначение	Значение
Мощность короткого замыкания, кВт	$P_{кз}$	270
Напряжение на стороне ВН/СН/НН, кВ	$U_{ВН}$	110
	$U_{СН}$	35
	$U_{НН}$	6
Полная мощность, МВА	S	63

Технический расчет аналогичен расчету СТ на 40 МВА, поэтому используем следующий диапазон формул 4÷21.

$$Q_{X.X} = \frac{0,29}{100} \cdot 63000 = 182,7 \text{ квар};$$

$$P_{\text{прив}X.X} = 45 + 0,05 \cdot 182,7 = 54,135 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{3.B} = \frac{45}{63} = 0,714;$$

$$P_{K.3.B} = \frac{1}{2} \cdot 270 = 135 \text{ кВт};$$

$$U_{K.B} = 0,5 \cdot (18 + 10,5 - 7) = 10,75 \%;$$

$$Q_{K.B} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772,5 \text{ квар};$$

$$P_{\text{прив}K.B} = 135 + 0,05 \cdot 6772,5 = 473,625 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{3.C} = \frac{17,950}{63} = 0,2849;$$

$$P_{K.3.C} = \frac{1}{2} \cdot 270 = 135 \text{ кВт};$$

$$U_{K.C} = 0,5 \cdot (10,5 + 7 - 18) = 0 \%;$$

$$Q_{K.C} = \frac{0}{100} \cdot 53000 = 0 \text{ квар};$$

$$P_{\text{прив}K.C} = 135 + 0,05 \cdot 0 = 135 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{3.H} = \frac{27,05}{63} = 0,4294;$$

$$P_{\text{к.з.н}} = \frac{1}{2} \cdot 270 = 135 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{к.н}} = 0,5 \cdot (18 + 7 - 10,5) = 7,25 \%;$$

$$Q_{\text{к.н}} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4567,5 \text{ квар};$$

$$P_{\text{привк.н}} = 135 + 0,05 \cdot 4567,5 = 363,375 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{привед}} = 54,135 + 0,714^2 \cdot 473,625 + 0,2849^2 \cdot 135 + 0,4294^2 \cdot 363,375 \approx 349 \text{ кВт}.$$

Потери активной мощности для трансформатора ТДТН на 63000 кВА оказались меньше, чем потери в силовом трансформаторе ТДТН на 40000 кВА, на 169 кВт.

Следующий этап расчета, это найти потери электроэнергии на ПС $\Delta W_{\text{П.С.}}$. Они суммируются из потери электроэнергии на КЗ и на ХХ. Расчет аналогичен трансформатору на 40 МВА и представлен по формулам 22÷25.

Все расчеты $\Delta W_{\text{П.С.}}$ представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Электрический расчет потерь для ТДТН 63 МВА на Памир – 1

Полная мощность на ВН на одну ступень, МВА	Полная мощность на СН на одну ступень, МВА	Полная мощность на НН на одну ступень, МВА	Номер ступени	Количество трансформ, одновременно работающих на ПС	Продолжительность ступени, ч	Потери ЭЭ на ХХ на ПС, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на ВН на одну ступень, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на СН на одну ступень, МВт·ч	Потери ЭЭ КЗ на НН на одну ступень, МВт·ч	Кэф. загр на ВН на одну ступень	Кэф. загр на СН на одну ступень	Кэф. загр на НН на одну ступень
45	17,95	27,05	1	2	500	54,14	55,65	2,9	14,58	0,49	0,1	0,18
40,18	13,41	22,1	2	2	120	12,99	11,56	0,38	2,68	0,43	0,07	0,13
35,34	12,23	20,64	3	2	680	73,62	50,8	1,83	13,26	0,34	0,06	0,12
34,15	10,68	18,34	4	2	700	75,79	48,69	1,44	10,78	0,31	0,05	0,09
32,74	9,67	15,45	5	2	830	89,86	53,07	1,39	9,06	0,29	0,03	0,07
28,89	7,85	12,24	6	2	1160	125,6	57,74	1,29	7,95	0,24	0,02	0,04
26,1	4,8	9,2	7	2	1150	124,5	46,75	0,47	4,46	0,2	0,01	0,02
21,95	4,8	7,8	8	1	980	53,05	56,33	0,81	5,42	0,15	0,01	0,02
19,03	4,8	7,8	9	1	180	9,74	7,78	0,15	0,99	0,12	0,01	0,02
17,12	4,8	7,8	10	1	1230	66,59	43,04	1,02	6,8	0,1	0,01	0,02
15,1	4,8	7,8	11	1	270	14,62	7,33	0,22	1,49	0,09	0,01	0,02
11,87	4,8	7,8	12	1	960	51,97	16,12	0,8	5,31	0,07	0,01	0,02
Итого						1302,81				-		

После расчета потерь необходимо найти экономическую составляющую, которая показывает, сколько тратится денег на силовой трансформатор и сколько теряется денег с учетом потерь в нем. Расчет аналогичен трансформатору на 40 МВА и представлен по формулам 26÷28.

$$C_{\text{э}} = \frac{2,8}{5066,4} + 3,25 = 3,251;$$

$$И_{\text{э}} = 1302810 \cdot 3,251 = 4235435,31 \text{ руб};$$

Цена на СТ ТДТН 63 МВА начинается от 60 млн и доходит до значения в 80 млн рублей. Принимаем среднее значение в 70 млн рублей.

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 70000000 + (0,095 \cdot 70000000) + 4235435,31 = 21385435,3 \text{ руб}.$$

Исходя из расчетов СТ 40 МВА и СТ 63 МВА, трансформатор ТДТН 40 выигрывает в экономическом плане, перед трансформатором ТДТН 63 (13194165,4 руб < 21385435,3 руб), следовательно, по показателям технико-экономического расчета принимаем к установке на Памир – 1 два силовых трансформатора марки ТДТН 40000/110/35/6.

Вывод по разделу 3. В этом разделе были рассчитаны технические (потери ЭЭ) и экономические (затраты на СТ) параметры двух силовых трансформаторов марки ТДТН 40 МВА и ТДТН 63 МВА и по результатам расчета принимаем к установке трансформатор ТДТН с номинальной установленной мощностью в 40000 кВА.

4 Электрическая схема Памир – 1 на ОРУ 110 кВ и 35 кВ

Существующая электрическая схема на ОРУ 110 кВ (рисунок 2) и ОРУ 35 кВ (рисунок 3), полностью удовлетворяет надежности ЭСН Горно-Бадахшанской электроэнергетической системы. Из-за того, что электрическая схема Памир – 1 несколько раз модернизировалась для повышения эффективности работы, в связи с энергетической политикой «Pamir Energy». В частности, электричество поступает в города, такие как Хорог, и близлежащие районы. Следовательно, используемая схема «система с одной рабочей шиной, которая разделена на две секции с использованием секционного выключателя» не подлежит плану реконструкции, поэтому будет произведено только замена электрической части (силового оборудования), на модернизированное и технически новое [1].

Перечень оборудования, подлежащего замене представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Силовое оборудование, подлежащее замене

Название	Номинальное напряжение, кВ
Силовой выключатель	110 / 35
Разъединитель	110 / 35
ОПН 110	110 / 35
Трансформатор тока	110 / 35
Трансформатор напряжение	110 / 35

Все оборудование на открытом распределительном устройстве с номинальным напряжением 110 кВ установлено с применением металлических опор (на «железобетонных лежнях»). Это особенно важно в условиях суровой природы Таджикистана, сильные ветры и большая сейсмическая активность. Они также не так сильно подвержены воздействию влаги и температурных колебаний, что снижает риск их разрушения [21].

Вывод по разделу 4. Действующая схема ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ не нуждается в модернизации и не подлежит реконструкции

5 Расчет полного тока короткого замыкания для ТДТН 40 МВА

Короткое замыкание представляет собой нарушение в электрической цепи, при котором электрический ток протекает по пути с минимальным сопротивлением, обходя основные элементы нагрузки. В результате этого возникает значительное увеличение силы тока, что может привести к перегреву проводников, повреждению оборудования или даже возгоранию [13].

Расчет КЗ, во-первых, позволяет подобрать устройства, способные выдерживать высокие токи, возникающие при аварийной ситуации. К таким устройствам относятся автоматические выключатели, предохранители и трансформаторы, которые должны быть рассчитаны на работу в условиях кратковременных, но экстремальных нагрузок [24].

Во-вторых, правильный выбор оборудования предотвращает его перегрев и выход из строя, что повышает надёжность и долговечность всей системы. Оборудование, не рассчитанное на токи короткого замыкания, может быстро изнашиваться или даже выйти из строя при возникновении таких ситуаций.

«Pamir Energy» предоставило значение тока КЗ на стороне высокого напряжения (110 кВ) и равно 13,8 кА.

Следовательно, проведем расчет токов КЗ для стороны 35 кВ и для стороны 6 кВ силового трансформатора. Необходимые технические параметры СТ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические параметры СТ для расчета тока КЗ

Параметр		Значение
Номинальное напряжения на обмотках, кВ	ВН	115
	СН	37
	НН	6,3

Продолжение таблицы 9

Параметр		Значение
Полная мощность на каждой обмотке, МВА	ВН	40
	СН	40
	НН	40
Напряжение кз между обмотками, %	ВН-СН	10,5
	СН-НН	6,5
	ВН-НН	17,5

Первым делом при расчете тока короткого замыкания необходимо построить схему замещения фрагмента цепи, где мы считаем КЗ [6].

Схема замещения представлена на рисунке 5.

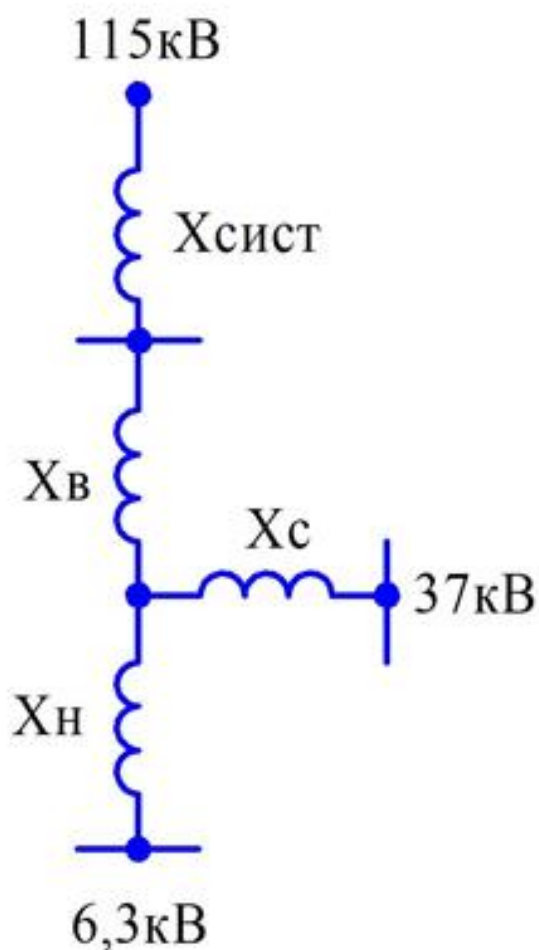


Рисунок 5 – Эквивалентная схема замещения для расчета КЗ СТ ТДТН 40 МВА

После того как составили схему замещения, необходимо выбрать «базисные» параметры для расчета КЗ [16]. Полная мощность базисная (S_6) принимаем со значением 40 МВА для упрощения расчета, так как установленная номинальная мощность СТ равно 40 МВА. Напряжение базисное (U_6) выбираем для каждой ступени свое, соответственно $U_{61}=115$ кВ, $U_{62}=37$ кВ, $U_{63}=6,3$ кВ. Расчет токов КЗ ведется по среднономинальным напряжением, поэтому мы выбрали эти значения, вместо 6, 35, 110 кВ соответственно.

Далее найдем сопротивление системы:

$$X_{\text{сист}} = \left(\frac{U_{\text{сист}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}} \right) \cdot \left(\frac{S_6}{U_{61}^2} \right); \quad (29)$$

$$X_{\text{сист}} = \left(\frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \right) \cdot \left(\frac{40}{115^2} \right) = 0,014;$$

Теперь необходимо найти сопротивления каждой обмотки силового трансформатора. Ориентируясь на ГОСТ (№ 52735) выпущенный от 2007 года, по методичке расчета тока КЗ в действующих электроустановках, воспользуемся формулами 30÷32. Приведение сопротивления трёхобмоточного трансформатора к базисной ступени выполняется для того, чтобы все сопротивления в сети были выражены относительно одной и той же номинальной мощности, и напряжения. Это облегчает расчёты токов короткого замыкания и других параметров.

$$X_{\text{н}} = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кВН-НН}} + U_{\text{кСН-НН}} - U_{\text{кВН-СН}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{S_6}{S_{\text{номТ}}} \right) \cdot \left(\frac{U_{\text{номТ}}}{U_6} \right)^2; \quad (30)$$

$$X_{\text{н}} = 0,5 \cdot \left(\frac{17,5 + 6,5 - 10,5}{100} \right) \cdot \left(\frac{40}{40} \right) \cdot \left(\frac{6,3}{115} \right)^2 = 175 \cdot 10^{-6} \text{ Ом};$$

$$X_c = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кВН-СН}} + U_{\text{кСН-НН}} - U_{\text{кВН-НН}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{S_6}{S_{\text{НОМТ}}} \right) \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМТ}}}{U_6} \right)^2; \quad (31)$$

$$X_c = 0,5 \cdot \left(\frac{10,5 + 6,5 - 17,5}{100} \right) \cdot \left(\frac{40}{40} \right) \cdot \left(\frac{37}{115} \right)^2 \approx 0 \text{ Ом};$$

$$X_b = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кВН-НН}} + U_{\text{кВН-СН}} - U_{\text{кСН-НН}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{S_6}{S_{\text{НОМТ}}} \right) \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМТ}}}{U_6} \right)^2; \quad (32)$$

$$X_b = 0,5 \cdot \left(\frac{17,5 + 10,5 - 6,5}{100} \right) \cdot \left(\frac{40}{40} \right) \cdot \left(\frac{115}{115} \right)^2 = 0,11 \text{ Ом};$$

После того как все элементы схемы посчитаны, находим полный ток на каждой ступени напряжения. Начнем с СН 35 кВ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{сист}} + X_b + X_c}; \quad (33)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{1}{0,014 + 0 + 0,11} \approx 8 \text{ кА};$$

Далее переведем трехфазный ток КЗ из относительных единиц в именованные по формуле 34:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi_2}}; \quad (34)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 8 \cdot \frac{40}{1,73 \cdot 37} = 4,99 \text{ кА};$$

Теперь находим на стороне НН 6,3 кВ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{сист}} + X_b + X_n}; \quad (35)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{1}{0,014 + 175 \cdot 10^{-6} + 0,11} = 8,06 \text{ кА};$$

Переводим трехфазный ток КЗ из относительных единиц в именованные по формуле 35:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}_3}}; \quad (36)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 8,06 \cdot \frac{40}{1,73 \cdot 6,3} = 29,58 \text{ кА}.$$

Вывод по разделу 5. В данном разделе были посчитаны трехфазные токи короткого замыкания для силового трансформатора марки ТДТН с установленной номинальной мощностью в 40000 кВА. Расчетные токи будут приняты за основные в дальнейшей работе для проверки силового оборудования на термическую и динамическую стойкость. Ток КЗ на стороне 110 кВ составляет 13,8 кА (значения предоставлены «Ramir Energy»). На стороне 35 кВ, ток составил 4,99 кА, а на НН ток достиг значения в 29,58 кА.

6 Модернизация силового оборудования на стороне 110 и 35 кВ

Основное оборудование, которое подлежит замене на Памир – 1:

- силовой выключатель;
- разъединитель;
- трансформатор тока;
- трансформатор напряжения;
- ограничитель перенапряжения (ОПН).

6.1 Выбор силового выключателя на ВН и СН подстанции

Силовой выключатель — это коммутационное устройство, отвечающее за управление электрическими цепями. Он выполняет включение и отключение цепей, а также защищает их от перегрузок и коротких замыканий [15]. В случае аварийной ситуации выключатель автоматически разрывает цепь, что предотвращает повреждение оборудования и обеспечивает безопасность работы всей системы [2].

Для нашей выпускной квалификационной работы будем рассматривать только отечественных производителей. Самый распространенный силовой выключатель на рынке – это ВГТ. Основной производитель находится в г. Москва, Тула.

Далее перейдем к выбору выключателя ВГТ-110 с умеренно-холодным климатом (У1). Первым делом необходимо сравнить номинальное напряжение выключателя и номинальное напряжение сети. Оно совпадает, $U_{\text{номВ}}=110\text{кВ}$, $U_{\text{сети}}=110\text{кВ}$. Далее нужно соблюсти условие $I_{\text{номВ}} \geq I_{\text{сети}}$. Рассчитаем рабочий ток сети по формуле 37 [22]:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}; \quad (37)$$

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 209,9 \text{ А};$$

Сравниваем паспортные значения тока ВГТ-110 (У1) (номинальный ток 2000 А). Условие соблюдается $2000 \text{ А} \geq 209,9 \text{ А}$.

Следующий этап сравнить ток отключения $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{откл}110\text{кВ}}$. На стороне 110 кВ, ток отключения согласно данным «Pamir Energy» составляет 13,8 кА.

Паспортное значение $I_{\text{откл}}$ у ВГТ 110, составляет 40 кА. Условие выполняется $40 \text{ кА} \geq 13,8 \text{ кА}$.

Далее переходим к сравнению предельного сквозного тока с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$.

Найдем $I_{\text{пр.сквоз}}$ для силового выключателя по формуле 38:

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл}}; \quad (38)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – паспортное значение (коэффициент = 0,4);

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА};$$

Пиковое значение вычисляется по формуле 39:

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-0,048}{0,085}\right)}; \quad (39)$$

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot 13,8 \cdot e^{\left(\frac{-0,048}{0,085}\right)} = 11,09 \text{ кА};$$

Условие выполняется $22,56 \text{ кА} \geq 11,09 \text{ кА}$.

Перейдем к расчету тепловой устойчивости электрооборудования. Должно выполняться соотношение $B_{\text{к(выключ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}} [22]$.

$B_{\text{к(выключ)}}$ известный параметр и равен 4800 кА²/с. В свою очередь $B_{\text{к(нагр)}}$ находится из выражения ниже:

$$B_{\text{к(нагр)}} = (I_{\text{кз}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{откл}}; \quad (40)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения предельной тепловой нагрузки.

$$B_{\text{к(нагр)}} = (13,8)^2 \cdot 0,025 = 476,1 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Условие соблюдается $4800 \geq 476,1$.

Расчет высоковольтного выключателя ВГТ-110 на этом закончен. В заключении можем сделать вывод, что он прошел все проверки и принят к установке на Памир – 1 (ВН-110 кВ).

Следующий шаг выбор силового выключателя (СВ) на стороне СН (35 кВ). ВГТ УЭТМ-35. Методика расчета аналогичная, СВ на ВН. Следовательно, воспользуемся формулами 37÷40.

Номинальное напряжение выключателя ($U_{\text{номв}}=35\text{кВ}$) и номинальное напряжение сети. Оно совпадает, $U_{\text{номв}}=35\text{кВ}$, $U_{\text{сети}}=35\text{кВ}$.

Находим рабочий ток сети:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 624,9 \text{ А};$$

Условие соблюдается $1000 \text{ А} \geq 624,9 \text{ А}$.

Сравниваем токи отключения $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{откл}35\text{кВ}}$. На стороне 35 кВ, ток отключения в результате расчета в разделе 5 получился равным 4,99 кА.

Паспортное значение $I_{\text{откл}}$ у ВГТ УЭТМ-35, составляет 12,5 кА. Условие выполняется $12,5 \text{ кА} \geq 4,99 \text{ кА}$.

Сравниваем сквозного тока с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$

Найдем $I_{\text{пр.сквоз}}$ для ВГТ УЭТМ-35:

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,05 \text{ кА};$$

Найдем пиковое значение тока КЗ на стороне 35 кВ

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot 4,99 \cdot e^{\left(\frac{-0,048}{0,085}\right)} = 4,01 \text{ кА};$$

Условие выполняется $7,05 \text{ кА} \geq 4,01 \text{ кА}$.

Рассмотрим условие тепловой устойчивости ($B_{\text{к(выключ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$).

$B_{\text{к(выключ)}}$ для ВГТ УЭТМ-35 равен $468 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Найдем тепловой коэффициент для нагрузки:

$$B_{\text{к(нагр)}} = (4,99)^2 \cdot 0,025 = 62,3 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Условие выполняется $468 \geq 62,3$.

К установке на Памир – 1 принимается высоковольтный выключатель ВГТ УЭТМ-35, так как он прошел все проверки на термическую и электродинамическую стойкость.

6.2 Выбор разъединителя на 110 кВ и 35 кВ

Разъединитель – это устройство, используемое в электроэнергетике для размыкания электрических цепей при отсутствии тока нагрузки. Его главная задача – создание физического разрыва цепи, что необходимо для безопасного проведения ремонтных или профилактических работ на электрических установках. Разъединитель (в отличие от высоковольтного силового выключателя) не снабжен дугогасительной камерой, поэтому он не может отключать элементы системы под нагрузкой [2].

Начнем с проверки и выбора электрооборудования на стороне ВН - 110 кВ.

Проверка разъединителей мало чем отличается от проверки, выключателя. Для установки на Памир – 1 рассматриваем разъединитель марки РПД – 110 кВ [14]. Мы также сравниваем номинальное напряжение разъединителя с номинальным напряжением сети. Оно совпадает, $U_{\text{номр}}=110\text{кВ}$, $U_{\text{сети}}=110\text{кВ}$. Далее нужно соблюсти условие $I_{\text{номв}} \geq I_{\text{сети}}$.

Рабочий ток на стороне 110 кВ был рассчитан по формуле 37 и равен значению 209,9 А. Сравниваем значение номинального тока из технического паспорта РПД – 110 кВ (2000 А). Условие соблюдается $2000 \text{ А} \geq 209,9 \text{ А}$.

Переходим к сравнению предельного сквозного тока с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}}$ для системы 110 кВ было рассчитано по формуле 38 и равно значению 22,56 кА. Для РПД – 110 кВ паспортное значение $I_{\text{пр.сквоз}}$ является 125 кА. Условие выполняется $125 \text{ кА} \geq 22,56 \text{ кА}$.

Следующий этап расчет тепловой устойчивости разъединителя $B_{\text{к(разъед)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}}$ было рассчитано ранее по формуле 40 и равно значению 476,1 кА²/с. $B_{\text{к(разъед)}}$ равен 7500 кА²/с (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $7500 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 476,1 \text{ кА}^2/\text{с}$.

На Памир – 1 на стороне 110 кВ принимается трехполюсный разъединитель наружной установки марки РПД.

Перейдем к выбору разъединителя на стороне СН 35 кВ.

Рассматриваем разъединитель марки РГП - 35 с двумя заземляющими ножами [3]. Сравниваем номинальные напряжение $U_{\text{номр}}=35\text{кВ}$, $U_{\text{сети}}=35\text{кВ}$. Условие выполняется. Рабочий ток для стороны 35 кВ был рассчитан в разделе 6.1 при выборе высоковольтного выключателя и составляет 624,9 А. Производим сравнение значений номинального тока РГП – 35 кВ (1000 А). Условие соблюдается $1000 \text{ А} \geq 624,9 \text{ А}$.

Сравниваем предельный сквозной ток с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}}$ для системы 35 кВ было рассчитано в разделе 6.1 при выборе СВ

(силового выключателя) и составило 7,05 кА. Для РГП – 2–35 (1000 А) паспортное значение $I_{\text{пр.сквоз}} = 50$ кА. Условие выполняется $50 \text{ кА} \geq 7,05 \text{ кА}$.

Рассчитываем тепловую устойчивость разъединителя $B_{\text{к(разъед)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}}$ было рассчитано ранее по формуле 40 для стороны 35 кВ и равно значению 62,3 кА²/с. $B_{\text{к(разъед)}}$ равен 1200 кА²/с (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $1200 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 62,3 \text{ кА}^2/\text{с}$.

На Памир – 1 на стороне 35 кВ принимается трехполюсный разъединитель наружной установки марки РГП с двумя заземляющими ножами.

6.3 Выбор трансформатора тока на стороне ВН и СН

Трансформаторы тока (далее по тексту ТТ) на открытых распределительных устройствах (ОРУ) выполняют несколько задач. Прежде всего, они преобразуют высокие токи, проходящие по линиям электропередачи, в низкие и безопасные значения, подходящие для измерения стандартными приборами. Также ТТ передают данные о величине тока на релейные устройства, которые срабатывают в случае аварий, таких как короткие замыкания или перегрузки, отключая поврежденные части сети для предотвращения дальнейших неполадок. ТТ необходимы для работы систем автоматики и сигнализации, что способствует стабильной и надежной работе всей энергосистемы [26].

Для стороны 110 кВ рассматриваем ТТ марки ТОГФ-110 с умеренно холодным климатом (УХЛ1). С коэффициентом трансформации 60 (300/5) [17].

Сравниваем номинальные напряжение $U_{\text{номТТ}}=110$ кВ, $U_{\text{сети}}=110$ кВ. Условие выполняется.

Далее нужно соблюсти условие $I_{\text{номТТ}} \geq I_{\text{сети}}$.

Рабочий ток на стороне 110 кВ равен значению 209,9 А (из раздела 6.1). Номинальный ток ТОГФ, согласно техническому паспорту, составляет 300 А. Условие соблюдается $300 \text{ А} \geq 209,9 \text{ А}$.

Сравниваем предельный сквозной ток с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}} \cdot I_{\text{пиковое}}$ для системы 110 кВ равно значению 22,56 кА (раздел 6.1). Для ТОГФ – 110 кВ паспортное значение $I_{\text{пр.сквоз}}$ является 160 кА. Условие выполняется $160 \text{ кА} \geq 22,56 \text{ кА}$.

Сравниваем коэффициенты $B_{\text{к}}$. $B_{\text{к(ТТ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}}$ равно 476,1 кА²/с (раздел 6.1). $B_{\text{к(ТТ)}}$ равен 11900 кА²/с (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $11900 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 476,1 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Исходные данные о вторичной нагрузке ТТ отсутствуют.

На Памир – 1 на стороне 110 кВ принимается ТТ марки ТОГФ (УХЛ1).

На СН 35 кВ рассматриваем ТТ марки ТОЛ-35. С коэффициентом трансформации 200 (1000/5).

Сравниваем номинальные напряжение $U_{\text{номТТ}}=35 \text{ кВ}$, $U_{\text{сети}}=35 \text{ кВ}$. Условие выполняется.

Далее проверяем условие $I_{\text{номТТ}} \geq I_{\text{сети}}$.

Рабочий ток на стороне 35 кВ равен значению 624,9 А (из раздела 6.1). Номинальный ток ТОЛ, согласно техническому паспорту, составляет 1000 А. Условие соблюдается $1000 \text{ А} \geq 624,9 \text{ А}$.

Сравниваем предельный сквозной ток с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}} \cdot I_{\text{пиковое}}$ для системы 35 кВ равно значению 7,05 кА (раздел 6.1). Для ТОЛ – 35 кВ паспортное значение $I_{\text{пр.сквоз}}$ является 64 кА. Условие выполняется $64 \text{ кА} \geq 7,05 \text{ кА}$.

Переходим к расчету тепловой устойчивости. $B_{\text{к(ТТ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}}$ из раздела 6.1 равно 62,3 кА²/с. $B_{\text{к(ТТ)}}$ равен 1875 кА²/с (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $1875 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 62,3 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Исходные данные о вторичной нагрузке ТТ отсутствуют.

На Памир – 1 на стороне 35 кВ принимается к установке ТТ марки ТОЛ – 35–1000/5 (УХЛ1).

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ и 35 кВ

На 2024 год на Памир – 1, на высокой стороне используются трансформаторы напряжения (далее по тексту ТН) марки TVD – 110. Они не подлежат модернизации так как полностью удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к ним.

На стороне СН 35 кВ устанавливаем трансформатор марки НАМИ. «Pamir Energy» предоставила расчет электрических нагрузок. Номинальное напряжение $U_{\text{номТН}}=35$ кВ, $U_{\text{сети}}=35$ кВ. Условие выполняется.

Сравниваем расчетные значения с паспортными значениями НАМИ – 35 кВ. По стандарту принимаем фазу «А» как ННФ. Полная мощность наиболее нагруженной фазы при классе точности 0,5Р составляет 60 ВА. Паспортное значение 360 ВА. Условие выполняется $360 \text{ ВА} \geq 60 \text{ ВА}$.

Полная мощность наиболее нагруженной фазы при классе точности 3Р составляет 11 ВА. Паспортное значение 1200 ВА. Условие выполняется $1200 \text{ ВА} \geq 11 \text{ ВА}$.

ТН марки НАМИ прошел все проверки и принят к установке на Памир – 1. ТН является перспективным решением при дальнейшем расширении подстанции.

6.5 Выбор ОПН на Памир – 1

Ограничитель перенапряжения (ОПН) — это устройство, предназначенное для защиты электрических систем и оборудования от опасных скачков напряжения, вызванных грозовыми разрядами, коммутационными перенапряжениями или резкими изменениями параметров сети. Его устанавливают на подстанциях, линиях электропередачи и трансформаторах, где существует риск возникновения перенапряжений. Основная задача ОПН — быстро снижать напряжение до безопасного уровня.

При превышении допустимого значения напряжения устройство активируется и отводит избыточную энергию на землю, защищая оборудование от повреждений. После нормализации напряжения ОПН возвращается в исходное состояние, не теряя своих изоляционных свойств [11].

На Памир – 1 рассматриваем ОПН с полимерной изоляцией с номинальным напряжением 110 кВ, с длительным током 10 кА, максимальное значение скачка импульсного тока 850 А, максимальное рабочее напряжение ОПН 83 кВ, с умеренно холодным климатом (УХЛ1). Переходим к расчету.

Номинальное напряжение $U_{\text{номОПН}}=110$ кВ, $U_{\text{сети}}=110$ кВ. Условие выполняется.

Наибольшее рабочее напряжение сети рассчитывается по формуле 41:

$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}; \quad (41)$$
$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 69,9 \text{ кВ}.$$

Условие для проверки $U_{\text{рабОПН}} \geq U_{\text{рабсети}}$. Выполняется $83 \text{ кВ} \geq 69,9 \text{ кВ}$.

Принимаем к установке ОПН 110 – 83 – 10 – 850 УХЛ1 на стороне ВН 110 кВ.

Вывод по разделу 6. В данном разделе была проведена проверка электрооборудования по термической и динамической стойкости на Памир – 1. По результатам расчетов было принято к установке на стороне ВН, силовой выключатель марки ВГТ – 110, разъединитель марки РПД – 110, трансформатор тока марки ТОГФ – 110 и ограничитель перенапряжения ОПН 110 – 83 – 10 – 850 УХЛ1. На стороне 35 кВ был принят к установке силовой выключатель марки ВГТ УЭТМ-35, разъединитель РГП – 35, трансформатор тока ТОЛ – 35 – 1000/5, трансформатор напряжение НАМИ – 35.

7 Расчет РЗиА для силового трансформатора ТДТН 40 МВА

Релейная защита и автоматика (далее по тексту РЗиА) является важным аспектом для бесперебойной работы всего электрооборудования на подстанции (ПС) и электростанции (ЭС) в электроэнергетике. Без систем РЗиА невозможно нормальное функционирование электроэнергетической системы (ЭЭС). Релейная защита и автоматика обеспечивают защиту от различных аварийных ситуаций, что значительно повышает надежность электроснабжения и предотвращает повреждения оборудования. Перечень функций РЗиА представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Функции РЗиА для силового трансформатора

Функция	Назначение	Описание
Защитная	Защита от КЗ	Предотвращение коротких замыканий, которые могут возникнуть как внутри самого трансформатора, так и на внешних соединениях. РЗиА оперативно отключает трансформатор, что позволяет минимизировать риск серьезных повреждений и обеспечить сохранность оборудования.
	Защита от перегрузок	Контролирует значение силы тока, и если заданное значение превышает максимально допустимое, РЗиА отключает трансформатор, предотвращая его перегрев
Восстановление питания	Система АПВ	РЗиА оснащена функцией автоматического восстановления питания (АПВ), что позволяет в случае кратковременных отключений быстро возобновить работу трансформатора, если аварийная ситуация была устранена.
Мониторинг параметров СТ	Уровень масла	В случае понижения уровня масла или увеличения температуры РЗиА срабатывает на «сигнал» или производит отключение оборудования, что предотвращает его перегрев и выход из строя
	Ток и напряжение нагрузки, состояние защитных устройств, и т.д	На СТ устанавливаются датчики, которые собирают данные. Данные непосредственно передаются в диспетчерский центр по каналам связи, что позволяет операторам оперативно реагировать на любые изменения в работе трансформатора.

Для ПС Памир – 1 в настоящей выпускной квалификационной работе были выбраны два силовых трансформатора марки ТДТН с номинальной установленной мощностью в 40000 кВА, трансформатор тока на стороне ВН марки ТОГФ – 110, с $K_T=60$, трансформатор тока на стороне СН марки ТОЛ – 35, с $K_T=200$.

Расчет будем производить дифференциальной защиты (ДЗТ) силового трансформатора с использованием микропроцессорного блока «Сириус – ТЗ». Он моментально обрабатывает данные и оперативно реагирует на любые изменения в сети. Это позволяет предотвращать аварийные ситуации на ранней стадии, минимизируя риск повреждений оборудования.

Из раздела 1 мы выяснили что Горно-Бадахшанская электроэнергетической система обладает суровым климатом, а «Сириус – ТЗ» в свою очередь отлично функционирует при различных температурных условиях и устойчив к электромагнитным помехам.

Первым делом необходимо найти значения первичного тока на стороне ВН и СН силового трансформатора. Эти значения совпадают со значениями, которые были рассчитаны нами ранее по формуле 37.

Для напряжения системы 110 кВ ток равен значению 209,9 А.

Для напряжения системы 35 кВ ток равен значению 624,9 А.

Далее находим значение вторичного тока на стороне ВН и СН силового трансформатора по формуле 42:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{I_{\text{перв.}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (42)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы СТ принимаем значение равное «1»,

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ на соответственной стороне напряжения.

Для 110 кВ вторичный ток равен:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{209,9 \cdot 1}{60} = 3,49 \text{ А};$$

Для стороны СН (35 кВ) вторичный ток равен:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{624,9 \cdot 1}{200} \approx 3,12 \text{ А}.$$

Следующий шаг мы должны принять рассчитанные вторичные токи по формуле 42 за базисные токи на соответственной стороне напряжения ВН (110 кВ) и СН (35 кВ). Допустимый диапазон выравнивания для ТТ при вторичном токе в пять ампер, должен попадать в промежуток от 1÷10 ампер. Условие соблюдается 3,49 А входит в промежуток от 1÷10 ампер и соответственно 3,12 А входит в промежуток от 1÷10 ампер.

Переходим к расчету тока небаланса при сквозном токе по формуле 43:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{сквоз.}}; \quad (43)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отсечки, который используется для настройки срабатывания релейной защиты при превышении порогового значения тока,

$K_{\text{пер}}$ – параметр преобразования,

$K_{\text{одн}}$ – значение, связанное с одновременными искажениям токов и напряжений на различных сторонах трансформатора,

ε – составляющая ошибки измерений (погрешность трансформаторов тока),

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – изменение напряжения из-за регулирования под нагрузкой,

$\Delta f_{\text{доб}}$ – дополнительная составляющая по частоте, при изменении тока,
 $I_{\text{сквоз.}}$ – значение сквозного тока, который проходит через трансформатор, не вызывая внутренних повреждений, но учитываемый для корректной работы защиты.

$$I_{\text{неб}} = 1,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 \cdot I_{\text{сквоз.}} = 0,52 \cdot I_{\text{сквоз.}};$$

Далее находим параметр снижения тормозного тока по формуле 44:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{(1 - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}; \quad (44)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{(1 - 0,4)} = 0,77;$$

Пересчитываем в проценты по формуле 45:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{K_{\text{отс}} - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}}{K_{\text{сн.т}}} \cdot 100\%; \quad (45)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{0,52}{0,77} \cdot 100\% = 67,5\% \approx 68\%;$$

Параметр снижения тормозного тока должен лежать в промежутке от 10÷100% Условие выполняется $10\% \leq 68\% \leq 100\%$.

Далее рассчитываем ток небаланса при внешнем КЗ по формуле 46:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{вн.кз}}; \quad (46)$$

где $I_{\text{вн.кз}}$ – значения тока КЗ предоставленной организацией «Ramir Energy».

$$I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 \cdot 13,8 = 7,18 \text{ A};$$

Переходим к расчету максимального значения внешнего КЗ на стороне ВН и СН Памир – 1 (формула 47–48).

На 110 кВ:

$$I_{\text{кз.вн.махВН}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}}{I_{\text{пер.ВН}}}; \quad (47)$$

$$I_{\text{кз.вн.махВН}} = \frac{13800}{209,9} = 65,75 \text{ A};$$

На 35 кВ:

$$I_{\text{кз.вн.махСН}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}}{I_{\text{пер.СН}}}; \quad (48)$$

$$I_{\text{кз.вн.махСН}} = \frac{4990}{624,9} = 7,99 \text{ A};$$

Далее рассчитаем отношение дифференциального тока к номинальному току для СН по формуле 49, для ВН проверять нецелесообразно, так как в 99% случаев защита проходит проверку по «чувствительности».

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.вн.махСН}}; \quad (49)$$

где $K_{\text{нб}}$ – параметра небаланса, при вторичном номинальном токе в пять Ампер, составляет 0,7. В соответствии с формулой 49:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,99 = 6,71.$$

Принимаем $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} = 7$.

Рассчитаем ток срабатывания ДЗТ – 2 для ВН и СН:

$$I_{\text{сз}} = I_{\text{н}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}}; \quad (50)$$

где $K_{\text{в}}$ – параметр возврата реле в прежнее состояние до его срабатывания.

Для 110 кВ:

$$I_{\text{сз}} = 2,1 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 2,65 \text{ А};$$

Для 35 кВ:

$$I_{\text{сз}} = 3,3 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 4,17 \text{ А}.$$

Выводы по разделу 7. В этом разделе мы рассмотрели релейную защиту силового трансформатора ТДТН 40 МВА. В качестве основной защиты выбрали микропроцессорный блок Сириус – ТЗ. Рассчитали для него токи небаланса при сквозном и внешнем токе КЗ соответственно на стороне ВН и СН, рассчитали ток срабатывания дифференциальной релейной защиты.

8 Заземление и молниезащитные сооружения на Памир – 1

На ГЭС Памир – 1 установлена комплексная система защиты, включающая молниеотводы и заземляющую сеть. Стержневые молниеотводы расположены по периметру здания ГЭС, на ПС, и на ЛЭП. На анкерных опорах 110 и 35 кВ установлены грозозащитные тросы. Количество молниеотводов было выбрано в связи расположением Памир – 1 на горной местности.

Количество молниеотводов на Памир – 1 (14шт.), количество вертикальных заземлителей (70 шт.), количество горизонтальных заземлителей (140 шт.). Все данные предоставлены организацией «Pamir Energy».

Действующая молниезащита на Памир – 1 не подвергается реконструкции и модернизации, так как она соответствует по уровню защиты классу III (защита от прямого удара молнии с коэффициентом 0,9) [7].

Сетка заземления состоит из горизонтальных (расположенных под землей) и вертикальных заземлителей (погруженные в землю на глубину 7 метров). В технических сооружениях проложена шина уравнивания электрического потенциала (по периметру здания). Все электрооборудования присоединяется к шине для обеспечения электробезопасности.

Действующая система заземления на Памир – 1 так же, как и молниезащита не подвергается реконструкции и модернизации, кроме включения в старый контур заземления ТДТН на 40 МВА и оставшегося нового замененного ЭО.

Вывод по разделу 8. В данном разделе мы рассмотрели действующую систему заземления и молниезащитны сооружения на Памир – 1 и согласно данным «Pamir Energy», модернизация этих систем не планируется.

9 Система оперативного тока на Памир – 1

Перечень потребителей оперативного тока представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Потребители оперативного тока

Потребитель		Назначение потребителя
РЗиА		Быстрое отключение электрооборудования при аварийных ситуациях, таких как короткие замыкания и перегрузки
Аварийное освещение		Обеспечение видимости на станции в случае отключения основного питания.
Системы сигнализации и оповещения		Уведомления персонала о возникновении нештатных ситуаций или аварий
Вентиляция и насосное оборудование		Обеспечение функционирования охлаждающих систем и водоотводов
Системы автоматического ввода резерва		Переключение на резервный источник питания при аварийном отключении основного
Мониторинг (Контрольно-измерительные приборы)		Контроль параметров ЭО
Пусковые системы		Запуск гидроагрегатов и вспомогательного оборудования
Зарядные устройства		Подзаряд аккумуляторных батарей
Телемеханика		Передача данных о состоянии оборудования и параметров работы станции в диспетчерский центр
Система ПБ (пожарная безопасность)	Противопожарные сигнализация	Обеспечение безопасности
	Система дымоудаление	
	Система автоматического тушения	

В качестве источников оперативного тока используются аккумуляторные батареи (далее по тексту АКБ), которые обеспечивают питание при аварийном отключении основного напряжения. На Памир – 1 установлены АКБ марки «Energys» серии PowerSafe. Емкость батареи 100 А·ч. Род тока «постоянный» и все АКБ расположены в здании пункта управления.

Заданная емкость АКБ может обеспечивать питание в течение шестичасового простоя электроснабжения на Памир – 1. Если емкость батареи

в связи с эксплуатацией просядет на диапазон 30% от номинальной емкости, т. е. упадет до значения 70 А·ч, то она сможет обеспечить питание в течение четырехчасового простоя.

«Pamir Energy» предоставила значение расчетного тока ($\approx 5\text{A}$). АКБ «Energysys» полностью удовлетворяет условиям для работы при аварийной ситуации.

Выпрямители играют важную роль в поддержании аккумуляторов в рабочем состоянии, поскольку они преобразуют переменный ток в постоянный, который требуется для их подзарядки. При нормальной эксплуатации эти устройства не только обеспечивают непрерывное питание всех потребителей, подключённых к системе оперативного тока, но и одновременно поддерживают аккумуляторы в заряженном состоянии. В этом режиме аккумуляторы всегда готовы к работе, чтобы в случае отключения основного источника питания немедленно включиться и обеспечить питание.

Вывод по разделу 9. В данном разделе рассмотрели систему оперативного тока на Памир – 1, она состоит из аккумуляторных батарей марки «Energysys» с емкостью батареи 100 А·ч.

Заключение

В настоящей выпускной квалификационной работе была выполнена реконструкция электрической части ПС Памир – 1 110/35 кВ располагающееся в Горно-Бадахшанской автономной области, являющееся частью электроэнергетической системы «Pamir Energy».

Мероприятия, проведенные во время реконструкции:

- проведен расчет электрической нагрузки на Памир – 1, найдена максимальная продолжительность годовой нагрузки подстанции и составила она 5066,4 ч, а также был посчитан среднегодового коэффициента использования установленной мощности и составил он 0,578;
- произведена замена двух силовых трансформаторов марки ТДТН с номинальной мощностью 25 МВА, на силовые трансформаторы марки ТДТН с номинальной мощностью в 40 МВА (на основе технико-экономического расчета и расчета потерь в СТ), в связи с политикой развития Таджикистана 2030, установленная полная мощность должна достигать значений в 45 МВА, что не соответствуют на сегодняшний день СТ установленными на Памир – 1;
- рассмотрена электрическая схема на Ору 110 и 35 кВ, в результате чего был сделан вывод, что действующая схема на ВН и СН не нуждается в модернизации;
- рассчитаны токи КЗ для силового трансформатора ТДТН 40 МВА. Ток КЗ на стороне ВН составил $I_{кз}=13,8$ кА, на стороне СН $I_{кз}=4,99$ кА, на стороне НН $I_{кз}=29,58$ кА;
- выбор нового силового оборудования на стороне ВН и СН, а именно выбор высоковольтных силовых выключателей марки ВГТ – 110, ВГТ УЭТМ-35, разъединителей марки РПД – 110, РГП – 35, трансформаторов тока ТОГФ – 110, и ТОЛ – 35, трансформатора

- напряжения НАМИ – 35, ограничителя перенапряжения 110 – 83 – 10 – 850 УХЛ1. Все новое ЭО прошло проверку по электродинамической и термической стойкости;
- рассчитали релейную защиту для силового трансформатора ТДТН 40 МВА, на основе микропроцессорного блока Сириус ТЗ, нашли токи небаланса при сквозном и внешнем токе КЗ на 110 кВ и 35 кВ, рассчитали ток срабатывания дифференциальной релейной защиты на ВН и СН СТ;
 - проанализировали действующую систему заземления и молниезащиту на ПС, она состоит из 140 горизонтальных заземлителей, 70 вертикальных, 14 молниеотводов, грозотросов на анкерных опорах 110 и 35 кВ соответственно. Действующая система молниезащиты и заземления не подверглась реконструкции и модернизации;
 - рассмотрена система оперативного тока на Памир – 1, а также выявлены потребители этого оперативного тока и были выбраны аккумуляторные батареи марки «Energys» с емкостью батареи 100 А·ч для обеспечения ЭСН во время перерыва питания основного источника электроснабжения.

В заключении можно сделать вывод о том, что в выпускной квалификационной работе решены все поставленные задачи по реконструкции электрической части Памир – 1 110/35 кВ Горно-Бадахшанской автономной области Таджикистана.

Список используемых источников

1. Балаков Ю. Н., Мисриханов М. Ш., Шунтов А. В. Проектирование схем электроустановок : учебное пособие для вузов. М. : Издательский дом МЭИ, 2016. 288 с.
2. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования [Электронный ресурс]. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС». URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 21.09.2024).
3. Выключатель элегазовые баковый серии ВГБ-УЭТМ 35 на напряжении 35 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgb-uetm-35/> (дата обращения: 24.09.2024).
4. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/44357/> (дата обращения: 21.09.2024).
5. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293841/4293841665> (дата обращения: 19.09.2024).
6. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: http://www.complexdoc.ru/pdf/ГОСТ%20Р%2052735-2007/gost_r_52735-2007 (дата обращения: 24.09.2024).
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]. URL: https://zandz.com/files/so_153-34_21_122-2003.pdf (дата обращения: 27.09.2024).
8. Крючков И. П., Пираторов М. В., Старшинов В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы

для выполнения квалификационных работ : Учебно-справочное пособие для вузов. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 142 с.

9. Кулеева Л. И., Митрофанов С. В., Семенова Л. А. Проектирование подстанции : Учебное пособие. М. : Оренбург. Изд-во ОГУ, 2016 114 с.

10. Министерство энергетики и водных ресурсов республики Таджикистан [Электронный ресурс]. URL: https://www.mewr.tj/?page_id=552 (дата обращения 25.09.2024).

11. ОПН-110 кВ [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ФЕНИКС-88» ; каталог продукции. URL: <http://fenix88.com/products/productsall/opn110/> (дата обращения: 26.09.2024).

12. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. М. : Форум-Инфра, 2013. 480 с.

13. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. М. : Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.

14. Разъединители наружной установки серии РПД-УЭТМ и РПД-УЭТМ на 110 и 220 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/rpduetm110rpdouetm110/> (дата обращения: 24.09.2024).

15. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М. : ИЦ Академия, 2018. 448 с.

16. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] . URL: <https://www.elec.ru/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 26.09.2024).

17. Свердловский завод трансформаторов тока [Электронный ресурс]. URL: http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog_2019/katalog_2019_electr.pdf (дата обращения: 25.09.2024).

18. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понижительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового

проектирования и дипломного проектирования. Тольятти : Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.

19. СТО «СТО 34.01-3.1-002-2016.Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ» от 19.09.2016 № 34.01-3.1-002-2016 // Официальный сайт ПАО «РОССЕТИ». 2016 г.

20. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения: 18.09.2024).

21. Хальясма А. И. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие. Екатеринбург : Изд-во Уральского федерального университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2015. 100 с.

22. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М. : Форум, Инфра. 2020. 136 с.

23. Hirsch J. E. An Index to Quantify an Individual's Scientific Research Output that Takes into Account the Effect of Multiple Co-authorship. Scientometrics, 2020, vol. 85, no. 3, pp. 741–754.

24. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.

25. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.

26. Mathebula V. C. Insulation performance enhancement of aged current transformers using nanofluids // Protection and control of modern power systems. №13. 2022. P. 55-65.

27. Silvester A., Mature C. Electric Machinery and Transformers. М. : Oxford: Oxford University Press, 2015.