

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 220/110/10 кВ Горно-Бадахшанской автономной области Республики Таджикистан

Обучающийся

М.З. Парпишоева

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

(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 понижающей подстанции ПС с тремя ступенями напряжения 220/110/10 кВ в связи с политикой развития Республики Таджикистан 2030 установленная полная мощность к 2030 году составит 330 МВА.

Объект выпускной квалификационной работы – ПС 220/110/10 кВ. Предмет выпускной квалификационной работы - электрическая часть понижающей подстанции 220/110/10 кВ.

Для достижения установленной мощности было заменено два автотрансформатора мощностью 125 МВА, на более мощные аналоги с номинальной полной мощностью 250 МВА.

Выполнен расчет токов симметричного КЗ. На основании токов КЗ, далее было проверено все ЭО на термическую и электродинамическую стойкость.

Выполнена замена силового оборудования на всех ступенях напряжения в связи с физическим его износом.

Выбрана электрическая схема на ПС, рассчитана система заземления и система молниезащиты на ПС.

Выполнен расчет уставок микропроцессорной РЗиА на подстанции.

Рассчитан и принят к установке трансформатор собственных нужд на ПС.

Выпускная квалификационная работа изложена на 73 страницах. Включает в себя три раздела, 75 формул, шесть рисунков, шесть таблиц и тридцать литературных источников.

Abstract

In this final qualification work, the reconstruction of the electrical part of the step-down substation PS with three voltage stages of 220/110/10 kV was carried out in connection with the development policy of the Republic of Tajikistan 2030, the installed total capacity by 2030 will be 330 MVA.

The object of the final qualification work is the PS 220/110/10 kV. The subject of the final qualification work is the electrical part of the step-down substation 220/110/10 kV.

To achieve the installed capacity, two autotransformers with a capacity of 125 MVA were replaced with more powerful analogs with a rated total capacity of 250 MVA.

The calculation of symmetrical short-circuit currents was performed. Based on the short-circuit currents, all EE were then checked for thermal and electrodynamic stability.

The power equipment was replaced at all voltage stages due to its physical wear and tear. The electrical circuit at the substation has been selected, the grounding system and lightning protection system at the substation have been calculated.

The settings for the microprocessor-based relay protection and automation at the substation have been calculated.

The auxiliary transformer at the substation has been calculated and accepted for installation.

The final qualification work is presented on 72 pages. It includes 3 sections, 75 formulas, six figures, six tables and thirty literary sources.

Содержание

Введение.....	5
1 Общая информация об объекте исследования в ВКР.....	9
1.1 Краткая характеристика подстанции Горно-Бадахшанской автономной области.....	9
1.2 Ожидаемая электрическая нагрузка на ПС к 2030 году.....	11
2 Электрический расчет силового электрооборудования на ПС в ГБАО...	14
2.1 Технический и экономический расчет автотрансформаторов марки АДЦТН.....	14
2.1.1 Электрический расчет автотрансформатора АДТЦТН 200 МВА.....	15
2.1.2 Электрический расчет автотрансформатора АДТЦТН 250 МВА.....	26
2.2 Обоснование замены электрической схемы ОРУ 220 кВ.....	29
2.3 Расчет токов короткого замыкания в точках К1-К3 на ПС 220/110/10кВ.....	30
2.3.1 Расчет параметров схемы замещения фрагмента ЭЭС.....	30
2.3.2 Расчет симметричного ТКЗ и ударного ТКЗ для точек К1÷К3...	35
2.4 Установка нового электрооборудования на ПС 220/110/10 в ГБАО..	38
2.4.1 Проверка силового выключателя на стороне 220/110/10 кВ.....	39
2.4.2 Проверка разъединителя на стороне 220/110 кВ.....	43
2.4.3 Выбор гибкого токопровода на ВН 220 кВ и СН 110 кВ.....	44
2.4.4 Выбор жесткого токопровода на стороне 10 кВ ПС 220/110/10 кВ.....	49
2.4.5 Выбор ограничителя перенапряжений на 220/110/10.....	50
2.4.6 Выбор измерительного тн на стороне 220/110/10 кВ.....	52
2.4.7 Выбор трансформатора тока на стороне 220/110/10 ПС в ГБАО	53

2.5 Расчет нагрузки трансформатора собственных нужд на ПС 220/110/10.....	54
3 Обеспечение надежности и безопасности функционирования подстанции.....	57
3.1 Релейная защита и автоматика на ПС 220/110/10 кВ в ГБАО.....	57
3.2 Расчет заземления и молниезащитного электрооборудования на ПС.....	62
3.2.1 Выбор молниеотводов на понижающей подстанции.....	62
3.2.2 Расчет системы заземления на ПС ГБАО 220/110/10 кВ.....	64
Заключение.....	69
Список используемых источников.....	71

Введение

На 1 января 2018 года суммарная установленная мощность электростанций в Республике Таджикистан, включая тепловые станции, превышала 5800 МВт.

Для обеспечения эффективной и стабильной работы отрасли, а также в рамках реализации Государственной стратегии развития и инвестиционной программы по модернизации производственных мощностей и внедрению новых технологий, в энергетическом секторе Таджикистана на данный момент проводятся организационные и технические мероприятия. Перечень мероприятий представлен ниже:

- создание проектов по модернизации и реконструкции действующих объектов сферы электроэнергетики (ТЭС, ТЭЦ, ГЭС, ГРЭС и сопутствующие им понижающие и повышающие трансформаторные подстанции) [21];
- применение новейших технологий в сфере энергоэффективности для обеспечения наименьших потерь в электроэнергетической системе (далее по тексту ЭЭС);
- строительство новых путей транспортировки электрической энергии (создание план-проектов по возведению новых линий электропередач (далее по тексту ЛЭП), один из примеров такого проекта это создание ЛЭП с номинальным напряжением 500 кВ и родом тока (постоянный ток), которая связывает четыре энергосистемы союзных государств Таджикистан, Кыргызстан, Пакистан и Афганистан, пропускная способность линии составляет примерно 5,5 миллиардов киловатт в час в течение 8760 часов (ежегодно);
- развитие генерирующего потенциала Таджикистана, путем возведения новых объектов по выработке электрической энергии (7 августа 2017 года в рамках реализации Регионального проекта передачи

электроэнергии была введена в эксплуатацию подстанция «Геран-2» с параметрами 220/110/10 кВ, проект стал возможным благодаря подписанному соглашению о предоставлении гранта между Правительством Республики Таджикистан и Азиатским Банком Развития).

Одним из ключевых достижений в энергетическом секторе Горного Бадахшана стало внедрение первого частного проекта на основе модели государственно-частного партнёрства (далее по тексту PPP). В 2002 году для восстановления и модернизации электросетей в Горно-Бадахшанской автономной области (далее по тексту ГБАО) была основана компания ОАО «Памир Энерджи».

Этот проект реализован благодаря совместным усилиям Фонда Ага Хана по экономическому развитию (далее по тексту ФАХЭР), предоставившего 70% инвестиций, и Международной финансовой корпорации (далее по тексту МФК), вложившей оставшиеся 30%. На основе концессионного соглашения с правительством Таджикистана, заключённого сроком на 25 лет, компания получила полномочия по управлению энергетической системой региона, включая разработку и внедрение тарифной политики.

В сфере энергетики Республики Таджикистан действует ряд законодательных и правовых актов, регулирующих различные аспекты этой отрасли. Основой правового регулирования является Закон Республики Таджикистан «Об энергетике», принятый 29 ноября 2000 года, который определяет ключевые направления развития энергетической системы. Для реализации рыночных отношений используется Закон «О естественных монополиях», принятый в декабре 1997 года, а также внесённые в него изменения в мае 2001 года, позволили адаптировать законодательство к современным условиям.

Кроме того, значительное внимание уделяется использованию возобновляемых источников энергии, что закреплено в соответствующем законе, принятом в январе 2010 года. Акцент сделан на обеспечении

безопасности гидротехнических сооружений, что регулируется законом, вступившим в силу в декабре 2010 года.

В последние десятилетия Таджикистан активно развивает возобновляемые источники энергии, сосредоточившись на строительстве малых гидроэлектростанций (ГЭС). В числе построенных объектов — ГЭС «Спондж» 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 «Ақ-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 [3].

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 Точик». 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 настоящей выпускной квалификационной работе будет осуществлен проект по реконструкции электрической части понижающей подстанции с номинальным классом напряжения на высокой стороне $U_{ВН} = 220$ кВ, на средней стороне $U_{СН} = 110$ кВ, на низкой стороне $U_{НН} = 10$ кВ.

1 Общая информация об объекте исследования в ВКР

1.1 Краткая характеристика подстанции Горно-Бадахшанской автономной области

Горно-Бадахшанская автономная область (далее по тексту ГБАО) – это крупный регион на востоке Таджикистана, занимающий около 45% территории страны. Регион характеризуется горным рельефом и суровыми природными условиями, что создаёт особые требования к энергетической инфраструктуре (строительство электростанций (далее по тексту ЭС), подстанций (далее по тексту ПС)). Географическое положение по координатам 37.4916° – северной широты, и 71.5537° – восточной долготы. На рисунке 1 представлен исследуемый регион Таджикистана.



Рисунок 1 – Горно-Бадахшанская автономная область на географической карте Таджикистана

Понижающая подстанция на три класса напряжения (высокая степень напряжения 220 кВ, средняя степень напряжения 110 кВ, низшая степень напряжения 10 кВ) является частью инфраструктуры энергетической

компании «ПамирЭнерджи» которая была создана в рамках государственно-частного партнёрства. Основной целью компании стало восстановление и модернизация системы электроснабжения региона. ПС получает энергию по линиям электропередач от гидроэлектростанции расположенной на берегу реки города Хорог и снабжает потребителей двух классов напряжения на 110 и 10 кВ соответственно.

По правилам устройства электроустановок (ПУЭ), электроснабжение потребителей делится на три категории в зависимости от уровня надёжности [4]. На ПС 220/110/10 кВ основная часть потребителей относится к I категории, что требует обеспечения высокого уровня надёжности и непрерывности электроснабжения, а также наличия двух независимых источников питания. В то же время значительная часть потребителей относится ко II категории, где требования к резервированию не такие строгие.

Климат в ГБАО характеризуется резкими колебаниями температуры как по сезонам, так и в течение суток. Зимой температура может опускаться ниже -20°C , что требует от оборудования высокой морозоустойчивости. Летнее тепло, когда температура часто достигает $+30^{\circ}\text{C}$, требует наличия системы защиты от перегрева. Территориально ПС располагается примерно на 2100 м над уровнем моря. На таких высокогорных высотах разреженный воздух может ухудшать эффективность охлаждения трансформаторов и другого оборудования, что требует особого внимания к системе теплообмена. Низкая влажность в регионе снижает риск коррозии, но сухой воздух, наоборот, увеличивает вероятность накопления статического электричества, что ставит задачу защиты высоковольтных систем от этого риска. Частые ветры в горной местности создают дополнительную нагрузку на конструктивные элементы подстанции. Кроме того, Горно-Бадахшанская область подвержена сейсмическим воздействиям, что требует применения усиленных конструкций и оборудования, устойчивых к землетрясениям.

1.2 Ожидаемая электрическая нагрузка на ПС к 2030 году

В ГБАО в 2002 году произошли существенные изменения, так как энергетической политикой региона стала заниматься новая компания «ПамирЭнерджи», которая сразу стала вводить проекты по модернизации электроэнергетических сетей целого региона. Согласно политики развития Таджикистана к 2030 году установленную мощность ПС 220/110/10 кВ планируется увеличить с 250 МВА до $\pm 330 \div 340$ МВА, а потребляемая электрическая энергия достигает значений 2068832,4 МВт·ч ($W_{\text{ПС}}$).

На 2024 год на ПС установлены два автотрансформатора марки АДЦТН с номинальной мощностью 125 МВА (каждый). Организация «ПамирЭнерджи» предоставила два графика электрических нагрузок (полная мощность 1-го и 2-го потребителя), по которым мы определяем ожидаемую полную установленную мощность ПС к 2030 году. Перспективная полная мощность представлена на рисунке 2.

Электрический расчет нагрузок представлен в формулах 1 и 2 [17].

Сначала найдем установленную полную мощность для каждого потребителя ($S_{\text{потреб}}$) действующей ПС (формула 1) [2]:

$$S_{\text{потреб}} = \frac{P_{\text{потреб}}}{\cos \varphi_{\text{потреб}}}; \quad (1)$$

где $P_{\text{потреб}}$ – активная мощность потребителя (предоставлена Памир энерджи=26,88 (P_1) и 269,34 (P_2)), МВт;

$\cos \varphi_{\text{потреб}}$ – коэффициент мощности потребителя (предоставлена Памир энерджи=0,9).

$$S_{\text{потреб1}} = \frac{26,88}{0,9} \approx 30 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{потреб2}} = \frac{269,34}{0,9} \approx 300 \text{ МВА}.$$

Расчет полной мощности на все ПС представлен по формуле 2 [17]:

$$S_{\text{ПС}} = S_{\text{потреб1}} + S_{\text{потреб2}}; \quad (2)$$

$$S_{\text{ПС}} = 30 + 300 = 330 \text{ МВА}$$

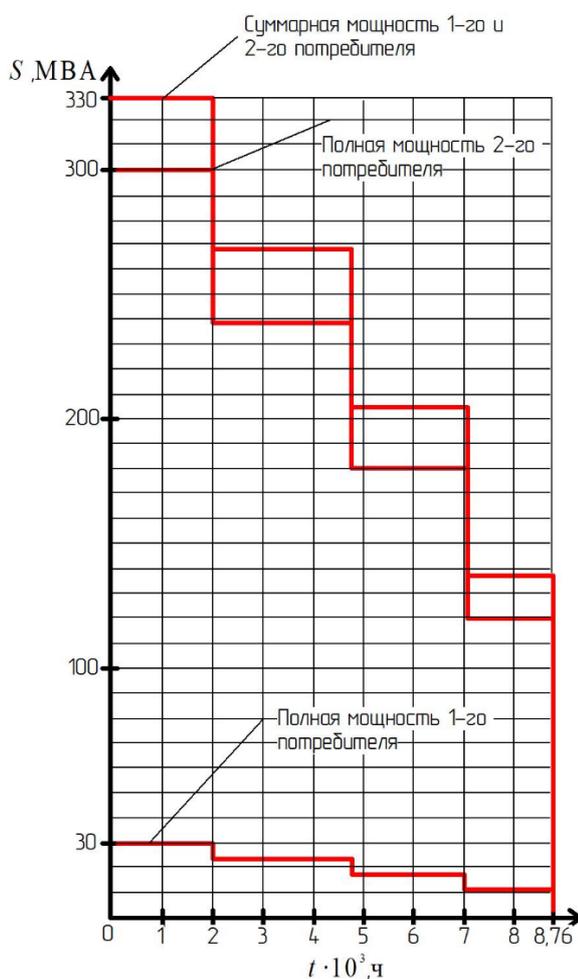


Рисунок 2 – Ожидаемая электрическая нагрузка на ПС к 2030 году

Найдем величину T_M (продолжительность годовой загрузки подстанции) по формуле 3 [18]:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{потреб1}} + P_{\text{потреб2}}}; \quad (3)$$

$$T_{\text{м}} = \frac{2068832,4}{26,88 + 269,34} = 6984,1 \text{ ч.}$$

Далее, зная $T_{\text{м}}$ рассчитываем среднегодовой коэффициент использования установленной мощности (формула 4) [18]:

$$K_{\text{сред}} = \frac{T_{\text{м}}}{N}; \quad (4)$$

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

$$K_{\text{сред}} = \frac{6984,1}{8760} = 0,797 \approx 0,8.$$

Выводы по разделу 1. В первом разделе выпускной квалификационной работы мы изучили краткую характеристику ГБАО (территориальные и климатические особенности региона), где располагается объект (реконструируемая ПС) ВКР, рассмотрели действующее ЭО (установленное на всех ступенях напряжения ПС) и электрические схемы на ОРУ 220 и 110 кВ. Разработали и проанализировали ожидаемый график электрической нагрузки на ПС к 2030 году электроэнергетической компании «Ramir Energy» (согласно политики развития полная мощность ПС возрастет с 250 МВА до 330 МВА), рассчитали максимальную продолжительность годовой нагрузки в ГБАО и высчитали среднегодовой коэффициент использования установленной мощности.

2 Электрический расчет силового электрооборудования на ПС в ГБАО

2.1 Технический и экономический расчет автотрансформаторов марки АДЦТН

Исходя из первого раздела ВКР «Общая информация об объекте исследования в ВКР» в ГБАО полная мощность увеличится с 250 МВА до 330 МВА, следовательно, два автотрансформатора (далее по тексту АТ) с номинальной установленной мощностью на 125 МВА, которые сейчас в эксплуатации не смогут обеспечить нужную пропускную способность на ПС, поэтому необходимо провести их замену на более мощные аналоги [22].

Технический расчет силового оборудования предполагает использование заводских паспортных значений объекта расчета (в нашем случае автотрансформатор) [9]. Паспортные характеристики отражены в электротехническом справочнике.

В рамках энергетической стратегии республики Таджикистана до 2030 года необходимо модернизировать и реконструировать электрооборудование на ЭС и ПС, чтобы повысить надежность электроснабжения, уменьшить потери электроэнергии и увеличить пропускную способность сетей.

К действующей ПС подключены преимущественно электроприемники с 1-й и 2-й категорией по надежности электроснабжения (далее по тексту ЭСН), следовательно, для установки на ПС применяется количество автотрансформаторов равное двум [8].

Следующий шаг – это нахождение максимально возможной установленной полной мощности АТ при учете аварийной перегрузки.

$$S_{\text{ном.АТ}} = \frac{S_{\text{ПС}} \cdot K_{\text{категории}}}{K_{\text{пер}} \cdot (n - 1)}; \quad (5)$$

где $S_{\text{ПС}}$ - ожидаемая полная мощность на ПС к 2030 году, МВА;

$K_{\text{категории}}$ - каталожный коэффициент надежности для потребителей 1 и 2 категории (0,7÷0,9);

$K_{\text{пер}}$ - максимальная возможная перегрузка для АТ на ПС;

n - количестве автотрансформаторов на ПС.

$$S_{\text{ном.АТ}} = \frac{330 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2 - 1)} \approx 188 \text{ МВА.}$$

Расчет полной мощности каждого АТ показал, что $S_{\text{ном.АТ}}$ должна быть не менее 188 МВА, что не соответствует действующим установленным на ПС автотрансформаторам (125 МВА).

Согласно методическому пособию по написанию выпускной квалификационной работы примем для рассмотрения два АТ с ближайшим значением полной мощности к 188 МВА, это АТДЦТН 200 МВА и АТДЦТН 250 МВА [8].

2.1.1 Электрический расчет автотрансформатора АТДЦТН 200 МВА

Одним из важных факторов при выборе автотрансформатора является нахождение приведенных потерь непосредственно в АТ. Приведенные потери складываются из алгебраической суммы потерь холостого хода (далее по тексту ХХ) в АТ и потерь короткого замыкания (далее по тексту КЗ) на каждой ступени напряжения АТ (высокая, средняя низкая). Формула расчета представлена ниже [9].

$$P_{\text{привед}} = P_{\text{привХХ}} + \kappa_{\text{з.в}}^2 \cdot P_{\text{привк.в}} + \kappa_{\text{з.с}}^2 \cdot P_{\text{привк.с}} + \kappa_{\text{з.н}}^2 \cdot P_{\text{привк.н}} ; \quad (6)$$

где $P_{\text{привХХ}}$ – активные потери в АТ на ХХ(привед.), кВт;

$\kappa_{з.в}$ – загрузочный коэффициент стороны высокого напряжения на ПС;

$P_{\text{привк.в}}$ – активные потери КЗ на высокой стороне (ВН=220 кВ), кВт;

$\kappa_{з.с}$ – загрузочный коэффициент стороны среднего напряжения на ПС;

$P_{\text{привк.с}}$ – активные потери КЗ на средней стороне (СН=110кВ), кВт;

$\kappa_{з.н}$ – загрузочный коэффициент стороны низкого напряжения на ПС;

$P_{\text{привк.н}}$ – активные потери КЗ на низкой стороне (НН=10кВ), кВт.

Разделим наш расчет на четыре этапа [25]. Первый этап – это нахождение активных потерь XX в АТ.

$$P_{\text{привXX}} = P_{\text{XX}} + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_{\text{XX}}; \quad (7)$$

где P_{XX} – паспортное значение потерь автотрансформатора на XX, кВт;

$\kappa_{\text{ин}}$ – приближенное значение, отвечающее за то, насколько далеко потребители электрической энергии (далее по тексту ЭЭ) находятся от источника генерации ЭЭ;

Q_{XX} – реактивные потери трансформатора на XX, квар.

Q_{XX} является расчетным параметром и считается исходя из формулы 8 [19]:

$$Q_{\text{XX}} = \frac{I_{\text{XX}}}{100} \cdot S_{\text{ном.АТ}}; \quad (8)$$

где I_{XX} – паспортное значение тока холостого хода АТ (берется из справочника Неклепаева), %;

$S_{\text{ном.АТ}}$ – номинальная мощность АТ, принятого к рассмотрению, МВА.

$$Q_{\text{х.х}} = \frac{0,5}{100} \cdot 200000 = 1000 \text{ квар};$$

Подставляем значение $Q_{\text{хх}}$ в формулу 7 и находим активные потери ХХ в АТ.

$$P_{\text{привХХ}} = 105 + 0,05 \cdot 1000 = 155 \text{ кВт}.$$

Переходим к расчету второго этапа. Находим значение потерь КЗ приведенные к высокой ступени напряжения АТ ($\kappa_{\text{з.в}}^2 \cdot P_{\text{привк.в}}$).

Загрузочный коэффициент стороны ВН:

$$\kappa_{\text{з.в}} = \frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{ном.АТ}}}; \quad (9)$$

где $S_{\text{В}}$, – полная мощность АТ на стороне ВН (220кВ), МВА.

$$\kappa_{\text{з.в}} = \frac{330}{200} = 1,65;$$

Активные потери КЗ на 220 кВ рассчитываются по формуле 10.

$$P_{\text{привк.в}} = P_{\text{к.з.в}} + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_{\text{к.в}}; \quad (10)$$

где $P_{\text{к.з.в}}$ – активная мощность КЗ, при максимальной загрузке обмотки 220 кВ (100 %) кВт;

$Q_{\text{к.в}}$ – реактивные потери в АТ на КЗ на 220 кВ, квар.

$P_{к.з.в}, P_{к.з.с}, P_{к.з.н}$ исходя из методических указаний (далее по тексту МУ) принимается как половина от всей активной мощности КЗ.

$$P_{к.з.в(с,н)} = \frac{1}{2} \cdot P_{к.з.}; \quad (11)$$

где $P_{к.з.}$ – активные потери в АТ на КЗ, кВт.

$$P_{к.з.в(с,н)} = \frac{1}{2} \cdot 430 = 215 \text{ кВт};$$

Далее находим потери реактивной мощности КЗ на ступени 220 кВ:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.АТ}; \quad (12)$$

где $U_{к.в}$ – напряжение КЗ на стороне 220 кВ АТ, %.

Найдем $U_{к.в}$ для 220 кВ:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.ВН-СН} - U_{к.СН-НН}); \quad (13)$$

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

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (30 + 10 - 19) = 10,5 \%;$$

Подставляем найденное значение $U_{к.в}$ в формулу 12 и рассчитываем потери реактивной мощности КЗ на ступени 220 кВ:

$$Q_{к.в} = \frac{10,5}{100} \cdot 200000 = 21000 \text{ квар};$$

Все неизвестные для расчета активных потерь КЗ на 220 кВ известны.

$$P_{\text{привк.в}} = 215 + 0,05 \cdot 21000 = 1265 \text{ кВт}.$$

Переходим к расчету третьего этапа. Находим значение потерь КЗ приведенные к средней ступени напряжения АТ ($\kappa_{з.с}^2 \cdot P_{\text{привк.с}}$).

Загрузочный коэффициент стороны СН 110 кВ рассчитывается по формуле 9, где полная мощность в числителе равна значению мощности на средней стороне:

$$\kappa_{з.с} = \frac{8,030}{16} = 0,5;$$

Активные потери КЗ на 110 кВ рассчитываются по формуле 14.

$$P_{\text{привк.с}} = P_{\text{к.з.с}} + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_{\text{к.с}}; \quad (14)$$

где $P_{\text{к.з.с}}$ – значение активной мощности КЗ, при максимальной загрузке обмотки 110 кВ (100 %) кВт;

$Q_{\text{к.с}}$ – реактивные потери автотрансформатора на КЗ на СН, квар.

Рассчитываем потери реактивной мощности КЗ на ступени 110 кВ:

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

где $U_{\text{к.с}}$ – напряжение КЗ на стороне 110 кВ АТ, %.

Вычислим $U_{\text{к.с}}$ для 110 кВ:

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

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (19 + 10 - 30) \approx 0 \%$$

Подставляем найденное значение $U_{к.с}$ в формулу 16 и рассчитываем потери реактивной мощности КЗ на ступени 110 кВ:

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 200000 = 0 \text{ квар};$$

Все неизвестные для расчета активных потери КЗ на 110 кВ известны.

$$P_{\text{привк.с}} = 215 + 0,05 \cdot 0 = 215 \text{ кВт};$$

Переходим к расчету четвертого этапа. Находим значение потерь КЗ приведенные к низшей ступени напряжения АТ ($\kappa_{з.н}^2 \cdot P_{\text{привк.н}}$).

Загрузочный коэффициент стороны НН 10 кВ рассчитывается по формуле 9, где полная мощность в числителе равна значению мощности на низкой стороне:

$$\kappa_{з.н} = \frac{13,67}{16} = 0,9;$$

Активные потери КЗ на 10 кВ рассчитываются по формуле 17.

$$P_{\text{привк.н}} = P_{к.з.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н}; \quad (17)$$

где $P_{к.з.н}$ – значение активной мощности КЗ, при максимальной загрузке обмотки 10 кВ (100 %) кВт;

$Q_{к.н}$ – реактивные потери автотрансформатора на КЗ на 10 кВ, квар.

Рассчитываем потери реактивной мощности КЗ на ступени 10 кВ:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном.АТ}; \quad (18)$$

где $U_{к.н}$ – напряжение КЗ на стороне 10 кВ АТ, %.

Вычислим $U_{к.н}$ для 10 кВ:

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}); \quad (19)$$
$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (30 + 19 - 10) = 19,5 \%$$

Подставляем найденное значение $U_{к.н}$ в формулу 18 и рассчитываем потери реактивной мощности КЗ на ступени 10 кВ:

$$Q_{к.н} = \frac{19,5}{100} \cdot 200000 = 39000 \text{ квар};$$

Все неизвестные для расчета активных потерь КЗ на 10 кВ известны.

$$P_{привк.н} = 215 + 0,05 \cdot 39000 = 2165 \text{ кВт};$$

После нахождения всех неизвестных, переходим к формуле 6 для заключительного расчета приведенных активных потерь мощности в автотрансформаторе АТДЦТН 200 МВА.

$$P_{привед} = 155 + 1,65^2 \cdot 1265 + 0,5^2 \cdot 215 + 0,9^2 \cdot 2165 \approx 4130 \text{ кВт}.$$

Активные потери нам теперь известны, и они равны значению 4130 кВт, следующий шаг – это нахождение потерь электрической энергии ($\Delta W_{\text{п.с.}}$) на понижающей подстанции (ПС) [29]. Расчет ведем по формуле 20:

$$\Delta W_{\text{п.с.}} = \sum \Delta W_{\text{х.х.}i} + \sum \Delta W_{\text{к.з.}i}; \quad (20)$$

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).

Годовой график представлен в разделе 2 «Ожидаемая электрическая нагрузка на ПС к 2030 году» настоящей выпускной квалификационной работы.

Разобьем формулу 20 на две отдельных формулы. Формула 21 $\sum \Delta W_{\text{х.х.}i}$ (алгебраическая сумма потерь электрической энергии на ХХ) и формула 22 $\sum \Delta W_{\text{к.з.}i}$ (алгебраическая сумма потерь электрической энергии на КЗ) [23]:

$$\sum \Delta W_{\text{х.х.}i} = \sum n_i \cdot P_{\text{привх.х}} \cdot T_i; \quad (21)$$

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.

$$\begin{aligned} \sum \Delta W_{\text{к.з.}i} &= \sum \Delta W_{\text{к.зв}i} + \sum \Delta W_{\text{к.зс}i} + \sum \Delta W_{\text{к.зн}i} = \\ &= \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.в}i} \cdot K_{\text{з.в}i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.с}i} \cdot K_{\text{з.с}i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.н}i} \cdot K_{\text{з.н}i}^2 \cdot T_i \right); \end{aligned} \quad (22)$$

Тогда формула 20 принимает следующий вид (формула 23).

$$\Delta W_{\text{П.С.}} = \sum n_i \cdot P_{\text{привХ.Х}} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.в}i} \cdot \kappa_{\text{з.в}i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.с}i} \cdot \kappa_{\text{з.с}i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{привк.н}i} \cdot \kappa_{\text{з.н}i}^2 \cdot T_i \right). \quad (23)$$

Далее необходимо найти экономически целесообразную нагрузку (полная установленная мощность) на автотрансформатор АТДЦТН 200 МВА.

Расчет ведем по формуле 24:

$$S_{\text{эконом}} = S_{\text{ном.АТ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_{\text{приведХХ}}}{P_{\text{приведКЗ}}}}; \quad (24)$$

где $S_{\text{ном.АТ}}$ – установленная полная мощность автотрансформатора, МВА;

n – количество устанавливаемых АТ на подстанции 220/110/10 кВ;

$P_{\text{приведХХ}}$ – приведенные активные потери на холостом ходу АТДЦТН 250 МВА рассчитанные ранее по формуле 7;

$P_{\text{приведКЗ}}$ – приведенные активные потери короткого замыкания АТДЦТН 250 МВА рассчитанные ранее по формуле 10.

$$S_{\text{эконом}} = 200 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{155}{430}} \approx 170 \text{ МВА.}$$

Полная мощность на ВН на одну ступень, МВА ($S_{\text{полнВН}}$) $> S_{\text{эконом}}$. Если условие соблюдается то на ПС работают два трансформатора, если условие переходит в обратную сторону ($S_{\text{полнВН}} < S_{\text{эконом}}$), то на ПС одновременно в работе только один силовой трансформатор.

Все расчеты $\Delta W_{\text{П.С.}}$ представлены в таблицах 1, 2. В таблице 2 столбец «Количество трансформаторов, одновременно работающих на ПС» выбираются из условия, представленного ниже.

Таблица 1 – Коэффициент загрузки и полная мощность на каждой ступени напряжения в автотрансформаторе АДЦТН 200 МВА

Кэф. загр на ВН на одну ступень	Кэф. загр на СН на одну ступень	Кэф. загр на НН на одну ступень	Полная мощность на ВН на одну ступень, МВА	Полная мощность на СН на одну ступень, МВА	Полная мощность на НН на одну ступень, МВА
2,7	2,25	0,02	330	300	30
1,8	1,44	0,013	269	240	23,2
1,03	0,81	0,008	203,2	180	17,4
0,47	0,36	0,003	137,4	120	11,6

Таблица 2 - Потери электрической энергии на ХХ и на КЗ в автотрансформаторе АДЦТН 200 МВА

Номер ступени	Количество трансформаторов одновременно работающих на ПС	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	Продолжительность ступени, ч
1	2	620	3415,5	483,8	43,3	2000
2	2	853	3131	425,7	38,7	2750
3	2	698	1466	195,9	19,5	2250
4	1	273	1046,4	136,2	11,4	1760
Алгебраическая сумма потерь на ступенях		2444	9058,9	1241,6	112,9	8760
Итого (сумма всех потерь)		12857,4 МВт·ч				

Далее находим экономическую составляющую, которая показывает, сколько тратится денег на автотрансформатор и сколько теряется денег с учетом потерь в нем [15].

Годовые финансовые потери в АТ рассчитываются по формуле 25:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{П.С.}} \cdot C_{\text{Э}}; \quad (25)$$

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

Найдем $C_{\text{Э}}$ используя формулу 26 [30]:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta; \quad (26)$$

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 35,65 Дирама, что в рублях составляет 3,25 рубля.

Подставляем значение ставок в формулу 26:

$$C_{\text{э}} = \frac{2,8}{6984,1} + 3,25 = 3,2504;$$

Подставляем значения в формулу 25 и находим годовые финансовые потери в АТ:

$$И_{\text{э}} = 12857,4 \cdot 3,2504 \approx 41791693 \text{ руб};$$

Заключительным этапом экономического расчета является нахождение приведенных затрат на силовой трансформатор (формула 27) [15]:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + И = E_{\text{н}} \cdot K + И_0 + И_{\text{э}}; \quad (27)$$

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

K – стоимость автотрансформатора, на 2024 год цена на АТ варьируется от 70 млн до 80 млн, реальную цену можно узнать только по запросу на завод изготовитель, так что примем среднее значение в 75 млн рублей;

I_0 – систематические отчисления в год на АТ (цена на АТ умножается на коэффициент 0,094);

I_9 – стоимость годовых потерь на АТ АТДЦТН 200 МВА.

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= 0,15 \cdot 75000000 + (0,094 \cdot 75000000) + 41791693 = \\ &= 11250000 + 7050000 + 41791693 = 60091693 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Технико – экономический расчет для автотрансформатора АТДЦТН 200000/220/110/10 завершен. Переходим к расчету АТ АТДЦТН 250 МВА.

2.1.2 Электрический расчет автотрансформатора АТДЦТН 250 МВА

Методика расчета АТДЦТН 250 МВА точно такая же, как и для АТДЦТН 200 МВА, поэтому воспользуемся формулами 6÷19.

$$Q_{\text{ХХ}} = \frac{0,5}{100} \cdot 250000 = 1250 \text{ квар};$$

$$P_{\text{прив.Х}} = 120 + 0,05 \cdot 1250 = 182,5 \text{ кВт};$$

$$\kappa_{\text{з.в}} = \frac{330}{250} = 1,32; \kappa_{\text{з.с}} = \frac{300}{250} = 1,2; \kappa_{\text{з.н}} = \frac{30}{250} = 0,12;$$

$$P_{\text{к.з.в(с,н)}} = \frac{1}{2} \cdot 520 = 260 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{к.в}} = 0,5 \cdot (32 + 11 - 20) = 6,5 \%;$$

$$Q_{\text{к.в}} = \frac{6,5}{100} \cdot 250000 = 16250 \text{ квар};$$

$$P_{\text{привк.в}} = 260 + 0,05 \cdot 16250 = 1073 \text{ кВт};$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (11 + 20 - 32) = -0,25 \approx 0 \%;$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 250000 = 0 \text{ квар};$$

$$P_{\text{привк.с}} = 260 + 0,05 \cdot 0 = 260 \text{ кВт};$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (32 + 20 - 11) = 20,5 \%;$$

$$Q_{к.н} = \frac{20,5}{100} \cdot 250000 = 51250 \text{ квар};$$

$$P_{\text{привк.н}} = 260 + 0,05 \cdot 51250 = 2823 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{привед}} = 182,5 + 1,32^2 \cdot 1073 + 1,2^2 \cdot 260 + 0,12^2 \cdot 2823 \approx 2467,1 \text{ кВт}.$$

Экономически целесообразная нагрузка (полная установленная мощность) на силовой трансформатор ТДТН 25 МВА рассчитывается по формуле 22. Все расчеты $\Delta W_{п.с.}$ представлены в таблицах 3, 4.

$$S_{\text{эконом}} = 250 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{182,5}{520}} = 209 \text{ МВА}.$$

Таблица 3 – Коэффициент загрузки и полная мощность на каждой ступени напряжения в автотрансформаторе АТДЦТН 250 МВА

Кэф. загр на ВН на одну ступень	Кэф. загр на СН на одну ступень	Кэф. загр на НН на одну ступень	Полная мощность на ВН на одну ступень, МВА	Полная мощность на СН на одну ступень, МВА	Полная мощность на НН на одну ступень, МВА
1,74	1,44	0,01	330	300	30
1,16	0,92	0,008	269	240	23,2
0,65	0,52	0,005	203,2	180	17,4
0,3	0,3	0,002	137,4	120	11,6

Таблица 4 - Потери электрической энергии на XX и на КЗ в автотрансформаторе АДЦТН 250 МВА

Номер ступени	Количество трансформаторов одновременно работающих на ПС	Потери ЭЭ на XX 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	Продолжительность ступени, ч
1	2	730	1867	374,4	28,3	2000
2	2	1004	1711	328,9	31,1	2750
3	1	410,6	1569	304,2	31,8	2250
4	1	321,2	566	105,2	9,9	1760
Алгебраическая сумма потерь на ступенях		2465,8	5713	1112,7	101,1	8760
Итого (сумма всех потерь)		9392,6 МВт·ч				

Далее находим экономическую составляющую, которая показывает, сколько тратится денег на автотрансформатор и сколько теряется денег с учетом потерь в нем. Расчет аналогичен автотрансформатору на 200000 кВА и представлен по формулам 25÷27.

$$C_{\text{э}} = \frac{2,8}{6984,1} + 3,25 = 3,2504;$$

$$I_{\text{э}} = 9392,6 \cdot 3,2504 \approx 30529707 \text{ руб};$$

Стоимость силового автотрансформатора АДЦТН 250000 кВА на 2024 год составляет примерно 80 миллионов рублей.

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= 0,15 \cdot 80000000 + (0,094 \cdot 80000000) + 30529707 = \\ &= 12000000 + 7520000 + 30529707 = 50049707 \text{ руб}. \end{aligned}$$

Сравнивая технико-экономические показатели автотрансформатора АДЦТН на 200 МВА и АДЦТН на 250 МВА АТ на 250 МВА является наиболее выгодным вариантом так как (60091693 руб > 50049707 руб).

Следовательно, на ПС 220/110/10 кВ в ГБАО принимаем два автотрансформатора марки АДЦТН с установленной номинальной полной мощностью 250 МВА.

2.2 Обоснование замены электрической схемы ОРУ 220 кВ

Существующая электрическая схема на ОРУ 220 кВ, представленная на рисунке 3 не удовлетворяет надежности электроснабжения (далее по тексту ЭСН) ГБАО. На ПС электрическая схема распределительного устройства представляет собой «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (220-5Н) [6].

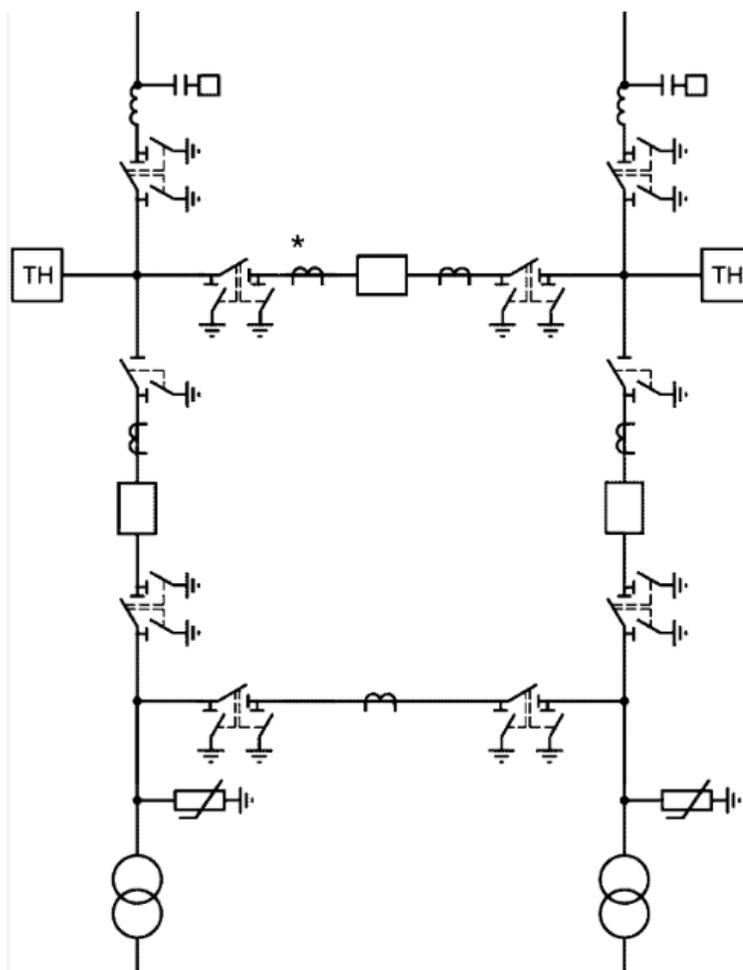


Рисунок 3 – Электрическая схема ОРУ 220 кВ до реконструкции

Из-за увеличения пропускной способности ПС 220/110/10 с 250МВА на 330 МВА, поменяется ее назначения в ЭЭС ГБАО, она приобретет характер узловой понизительной подстанции и будет снабжаться электрической энергией от двух других ПС. В время модернизации ПС конфигурация электрической схемы изменится с 220-5Н на 220-9. Главная электрическая схема 220-9 представлена на рисунке 4. [10].

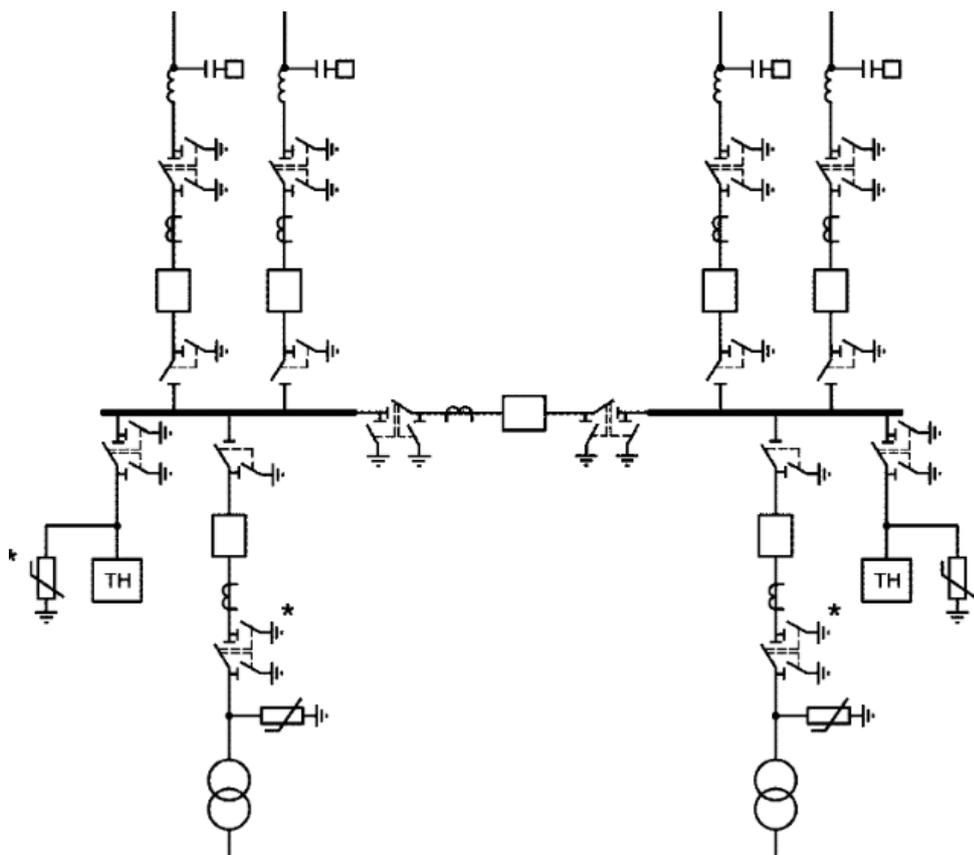


Рисунок 4 – Электрическая схема ОРУ 220 кВ после реконструкции

2.3 Расчет токов короткого замыкания в точках К1-К3 на ПС 220/110/10 кВ

2.3.1 Расчет параметров схемы замещения фрагмента ЭЭС

Расчет токов КЗ является неотъемлемой частью при выборе электротехнического оборудования (далее по тексту ЭО) [11]. Именно

опираясь на расчет токов КЗ, проводят проверку всего ЭО, на термическую и электродинамическую стойкость, а также выбирают уставки релейной защиты и автоматики (далее по тексту РЗА) [26].

Расчет начинается с рассмотрения фрагмента электроэнергетической системы (принципиальная электрическая схема) изображенная на рисунке 5 [12].

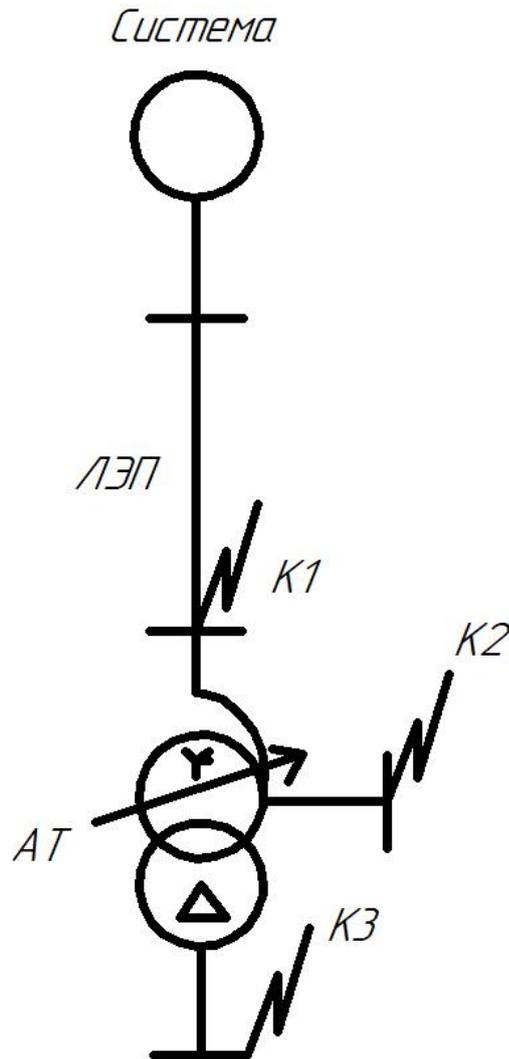


Рисунок 5 – Принципиальная электрическая схема для расчета токов КЗ

Далее составим схему замещения фрагмента ЭЭС. Схема замещения представлена на рисунке 6.

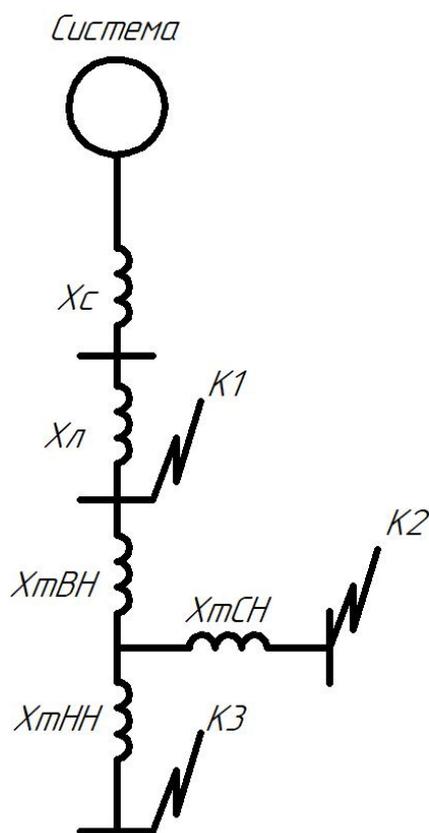


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ фрагмента ЭЭС

Расчет токов КЗ ведется по средненоминальным напряжениям, поэтому мы выбрали значения для 220 кВ = 230 кВ, 110 кВ = 115 кВ, 10 кВ = 10,5 кВ соответственно, при выборе $U_б$.

Следующий шаг расчет реактивных сопротивлений схемы замещения для нахождения тока КЗ.

$X_{\text{системы}}$ находим из выражения 28:

$$x_c = \frac{S_б}{S_k}; \quad (28)$$

где $S_б$ – установленная полная мощность базисная, выбирается произвольно (выбираем значение 1000), МВА;

S_k – установленная полная мощность короткого замыкания (предоставлено организацией ПамирЭнерджи).

$$x_c = \frac{1000}{4500} = 0,22;$$

Далее рассчитаем сопротивление воздушной линии 220 кВ по формуле 29:

$$x_{л} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{n \cdot U_{\text{ср.н.}}^2}; \quad (29)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии электропередач, Ом/км;

l – длина линии электропередачи (согласно данным ПамирЭнерджи),

n – количество цепей ВЛ;

$U_{\text{ср.н.}}$ – средненоминальное напряжение на ЛЭП (230 кВ).

Так как у нас две двухцепных линии электропередач, то мы посчитаем два сопротивления $x_{л1}$ и $x_{л2}$:

$$x_{л1} = \frac{0,4 \cdot 207 \cdot 1000}{2 \cdot 230^2} = 0,78;$$

$$x_{л2} = \frac{0,4 \cdot 28 \cdot 1000}{2 \cdot 230^2} = 0,11;$$

Далее найдем суммарное сопротивление ЛЭП (формула 30) [13]:

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{л1} \cdot x_{л2}}{x_{л1} + x_{л2}}; \quad (30)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{0,78 \cdot 0,11}{0,78 + 0,11} = 0,096;$$

Последний шаг – это усредненное значение сопротивления в каждой ВЛ (формула 31):

$$x_{1и2} = \frac{x_{\Sigma} \cdot x_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + x_{\Sigma}}; \quad (31)$$

$$x_{1и2} = \frac{0,096 \cdot 0,096}{0,096 + 0,096} \approx 0,05;$$

Переходим к расчету реактивных сопротивлений на каждой ступени напряжения для автотрансформатора.

220 кВ считается по формуле 32 [11]:

$$x_{ВН} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}}; \quad (32)$$

где $U_{кВ}$ - напряжения КЗ на ВН АТ (рассчитан в разделе три по формуле 13).

$$x_{ВН} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000}{250000} = 0,26;$$

110 кВ считается по формуле 33:

$$x_{СН} = \frac{U_{кС}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}}; \quad (33)$$

где $U_{кС}$ - напряжения КЗ на СН АТ (рассчитан в разделе три по формуле 16).

$$x_{СН} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{250000} = 0;$$

10 кВ считается по формуле 34:

$$x_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{кН}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.Т}}}; \quad (34)$$

где $U_{\text{кН}}$ - напряжения КЗ на НН АТ (рассчитан в разделе три по формуле 19).

$$x_{\text{НН}} = \frac{20,5}{100} \cdot \frac{1000}{250000} = 0,82;$$

2.3.2 Расчет симметричного ТКЗ и ударного ТКЗ для точек К1÷К3

Найдем полное реактивное сопротивление цепи для точки К1 по формуле 35:

$$x_{\text{К1}} = x_c + x_{1и2}; \quad (35)$$

$$x_{\text{К1}} = 0,22 + 0,05 = 0,27;$$

Переходим к расчету базисного значение силы тока на стороне ВН (220 кВ). Базисный ток находим по формуле 36 [11]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (36)$$

где U_6 – базисное значение напряжения (принимается значение где мы рассматриваем КЗ, а именно высокая сторона и принимаем средненоминальное напряжение 230 кВ).

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,56 \text{ кА};$$

Теперь находим значение трёхфазного ТКЗ ПС в ГБАО по формуле 37:

$$I_{к1} = \frac{E_6}{x_{к1}} \cdot I_6; \quad (37)$$

где E_6 – базисное значение электродвиж. силы, принимаем для расчета значение «1»;

I_6 – базисное значение тока на стороне ВН;

$x_{к1}$ – результирующее сопротивление до точки К1.

$$I_{к1} = \frac{1}{0,27} \cdot 2,56 = 9,5 \text{ кА};$$

Расчет ударного тока КЗ ведется по формуле 38:

$$i_{к1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к1}; \quad (38)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент выбираем из справочных материалов 1,72;

$I_{к1}$ – трехфазный ток короткого замыкания в точке К31.

$$i_{к31} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 9,5 = 22,9 \text{ кА};$$

Расчет ТКЗ и УКЗ для стороны среднего напряжения (110 кВ), аналогичен стороне ВН. Сначала надо найти общее реактивное сопротивление до точки К2. Оно состоит из сопротивления системы, сопротивления воздушной линии, сопротивления автотрансформатора на стороне ВН и на стороне СН [11].

Обще реактивное сопротивление на стороне 110 кВ находим по формуле 39:

$$x_{к2} = x_c + x_l + x_{Т.ВН} + x_{Т.СН}; \quad (39)$$

$$x_{K2} = 0,22 + 0,05 + 0,26 + 0 = 0,53;$$

Далее найдем базисное значение силы тока на стороне СН (110 кВ) Используем формулу 36, только берем напряжение базисное средней ступени 115 кВ.

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,1 \text{ кА};$$

Находим значение трехфазного ТКЗ по формуле 37, только берем вместо общего сопротивления К1 – общее сопротивление К2.

$$I_{K2} = \frac{1}{0,53} \cdot 5,1 = 9,6 \text{ кА};$$

УКЗ считаем по формуле 38, заменяем только трехфазный ток в точке К1 – на трехфазный ток в точке К2, а также меняем значение ударного коэффициента согласно методическим указаниям на 1,8.

$$i_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,6 = 24,2 \text{ кА};$$

Заключительный этап расчет ТКЗ и УКЗ на стороне 10 кВ. Найдем общее реактивное сопротивление до точки К3. Оно состоит из сопротивления системы, сопротивления воздушной линии, сопротивления автотрансформатора на стороне ВН, на стороне НН.

Общее реактивное сопротивление на стороне НН находим по формуле 40:

$$x_{K33} = x_c + x_l + x_{T.VH} + x_{T.HH}; \quad (40)$$

$$x_{K33} = 0,22 + 0,05 + 0,26 + 0,82 = 1,35;$$

Найдем базисное значение силы тока на стороне НН (формула 36).
базисное напряжение на низкой стороне 10,5 кВ.

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА};$$

Расчет трехфазного тока КЗ на НН (формула 39). Используем результирующее сопротивление точки КЗ3.

$$I_{K33} = \frac{1}{1,35} \cdot 54,9 = 40,66 \text{ кА};$$

УКЗ в точке КЗ считается по формуле 38. Используем трехфазный ток в точке КЗ.

$$i_{K33} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 40,66 = 103,2 \text{ кА};$$

2.4 Установка нового электрооборудования на ПС 220/110/10 в ГБАО

В пункте 2.4 «Расчет токов короткого замыкания в точках К1-К3 на ПС 220/110/10 кВ» мы посчитали токи КЗ, которые нам помогут выбрать модернизированное электрооборудование, для установки на понижающей подстанции 220/110/10 кВ [5].

2.4.1 Проверка силового выключателя на стороне 220/110/10 кВ

Существует ряд условий, которые должны быть соблюдены при выборе силового выключателя. Начнем с стороны 220 кВ. К рассмотрению принимается высоковольтный выключатель марки MitsubishiElectric SFMT [24].

Первое условие – это совпадение номинальных напряжений выключателя и номинального напряжения сети ($U_{\text{номв}}=220\text{кВ}$, $U_{\text{сети}}=220\text{кВ}$). Совпадение обнаружено.

Следующий шаг – это условие по рабочему току $I_{\text{номв}} \geq I_{\text{сети}}$. Найдем рабочий ток сети по формуле 41 [14]:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}; \quad (41)$$
$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 628,3 \text{ А};$$

Исходя из данных каталога MitsubishiElectric SFMT условие соблюдается $1200 \text{ А} \geq 628,3 \text{ А}$.

Далее сравниваем токи отключения $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{откл}220\text{кВ}}$ (для тока отключения на стороне 230 кВ, принимаем трехфазный короткого замыкания рассчитанный в пункте 2.5.1 настоящей выпускной квалификационной работе и равен значению 9,5 кА). Согласно паспортным данным у MitsubishiElectric SFMT $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$. Условие выполняется $40 \text{ кА} \geq 9,5 \text{ кА}$.

Следующее условие сравниваем значение предельного сквозного тока с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$.

Найдем $I_{\text{пр.сквоз}}$ для MitsubishiElectric по формуле 42 [14]:

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл}}; \quad (42)$$

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

$$I_{\text{пр.скавоз}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,55 \text{ кА};$$

Пиковое значение вычисляется по формуле 43 [14]:

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-0,048}{0,085}\right)}; \quad (43)$$

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot 9,5 \cdot e^{\left(\frac{-0,048}{0,085}\right)} = 7,62 \text{ кА};$$

Условие выполняется $22,55 \text{ кА} \geq 7,62 \text{ кА}$.

Далее найдем тепловую устойчивость электрооборудования. Должно выполняться соотношение $B_{\text{к(выключ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$.

По исходным данным из каталога MitsubishiElectric, мы знаем что $B_{\text{к(выключ)}} = 320 \text{ кА}^2/\text{с}$. Для сети найдем $B_{\text{к(нагр)}}$ по формуле 44 [5]:

$$B_{\text{к(нагр)}} = (I_{\text{КЗ}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{откл}}; \quad (44)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения предельной тепловой нагрузки (0,2 с).

$$B_{\text{к(нагр)}} = (9,5)^2 \cdot 0,2 = 18,05 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Условие соблюдается $320 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 18,05 \text{ кА}^2/\text{с}$.

На ПС в ГБАО силовой выключатель марки MitsubishiElectric на 220 кВ прошел все испытания и выбран как техническое решение при нашей реконструкции.

Переходим к выбору силового выключателя (СВ) на стороне СН (110 кВ). К рассмотрению принимается выключатель марки MitsubishiElectric. Методика расчета аналогичная, как и на высокой стороне ПС. Следовательно, воспользуемся формулами 41÷44.

Номинальное напряжение MitsubishiElectric ($U_{\text{номВ}}=110$ кВ) и номинальное напряжение сети ($U_{\text{сети}}=110$ кВ). Полное совпадение, 110 кВ = 110 кВ.

Находим рабочий ток на 110 кВ:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1313,71 \text{ А};$$

Условие соблюдается $2000 \text{ А} \geq 1313,71 \text{ А}$.

Далее рассматриваем токи отключения ($I_{\text{откл}} \geq I_{\text{откл}110\text{кВ}}$). На СН, ТКЗ (посчитан в разделе 5) и равен 9,6 кА.

Паспортное значение $I_{\text{откл}}$ у MitsubishiElectric = 40 кА. Условие выполняется $40 \text{ кА} \geq 9,6 \text{ кА}$.

Рассматриваем сквозные токи ($I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$).

Рассчитаем $I_{\text{пр.сквоз}}$ для MitsubishiElectric:

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,55 \text{ кА};$$

Рассчитаем пиковое значение тока КЗ на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot 9,6 \cdot e^{\left(\frac{-0,09}{0,085}\right)} = 7,69 \text{ кА};$$

Условие выполняется $22,5 \text{ кА} \geq 7,69 \text{ кА}$.

Рассчитаем тепловую устойчивость ($B_{\text{к(выключ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$).

$B_{\text{к(выключ)}}$ для MitsubishiElectric = 320 кА²/с.

$$B_{\text{к(нагр)}} = (9,6)^2 \cdot 0,2 = 18,43 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

Условие выполняется $320 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 18,43 \text{ кА}^2/\text{с}$.

К установке на ПС 220/110/10 кВ (средняя ступень напряжение) принимается высоковольтный выключатель MitsubishiElectric, так как он прошел все проверки на термическую и электродинамическую стойкость.

Переходим к выбору силового выключателя (СВ) на стороне НН (10 кВ). К рассмотрению принимается выключатель марки SchneiderElectric. Для расчета следуем формулам 41÷44.

SchneiderElectric ($U_{\text{номв}}=10\text{кВ}$) и ($U_{\text{сети}}=10 \text{ кВ}$). $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$. Соблюдается условие.

Рабочий ток на низкой стороне понижающей подстанции (так как к НН подключена полная мощность в 30 МВА, то для расчета будем использовать именно это значение):

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1651,5 \text{ А};$$

Условие соблюдается $5000 \text{ А} \geq 1651,5 \text{ А}$.

Ток отключения ($I_{\text{откл}} \geq I_{\text{откл}10\text{кВ}}$). На НН , ток отключения (посчитан в разделе 5) и равен 40,66 кА.

$I_{\text{откл}}$ у SchneiderElectric согласно каталожным данным равен = 50 кА. Условие выполняется $50 \text{ кА} \geq 40,66 \text{ кА}$.

Условие по пиковому сквозному току ($I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$).

Рассчитаем $I_{\text{пр.сквоз}}$ для SchneiderElectric:

$$I_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 50 = 28,2 \text{ кА};$$

Рассчитаем пиковое значение тока КЗ на низкой стороне ПС:

$$I_{\text{пиковое}} = \sqrt{2} \cdot 40,66 \cdot e^{\left(\frac{-0,09}{0,085}\right)} = 19,89 \text{ кА};$$

Условие выполняется $28,2 \text{ кА} \geq 19,89 \text{ кА}$.

Рассчитаем тепловую устойчивость ($B_{\text{к(выключ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$).

Для SchneiderElectric [27] $B_{\text{к(выключ)}} 500 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Найдем время отключения и тепловой коэффициент для нагрузки:

$$B_{\text{к(нагр)}} = (40,66)^2 \cdot 0,2 = 330,64 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Условие выполняется $500 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 330,64 \text{ кА}^2/\text{с}$.

К установке на ПС 220/110/10 кВ (на НН) принимается СВ марки SchneiderElectric, так как он удовлетворяет условиям выбора ЭО.

2.4.2 Проверка разъединителя на стороне 220/110 кВ

Для проверки выбираем разъединитель марки РГН.

Начнем с проверки и выбора электрооборудования на высокой ступени напряжения - 220 кВ. Сравниваем номинальное напряжение разъединителя с номинальным напряжением сети [15]. Оно совпадает, $U_{\text{номр}}=220 \text{ кВ}$, $U_{\text{сети}}=220 \text{ кВ}$. Следующее условие – это номинальный ток разъединителя должен быть больше рабочего тока сети ($I_{\text{номв}} \geq I_{\text{сети}}$).

Рабочий ток на стороне 220 кВ был рассчитан по формуле 41 ($I_{\text{сети}}=628,3 \text{ А}$). Значение номинального тока РГН– 220 кВ (1000 А). Условие соблюдается $1000 \text{ А} \geq 628,3 \text{ А}$.

Предельный сквозной ток и пиковое значение ($I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$). $I_{\text{пиковое}}$ для системы 220 кВ было рассчитано по формуле 42 ($I_{\text{пиковое}} = 22,55 \text{ кА}$). Для РГН паспортное значение $I_{\text{пр.сквоз}} = 40 \text{ кА}$. Условие выполняется $40 \text{ кА} \geq 22,55 \text{ кА}$.

Тепловая устойчивость разъединителя $B_{\text{к(разъед)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}}$ было рассчитано ранее по формуле 44 ($B_{\text{к(нагр)}} = 18,05 \text{ кА}^2/\text{с}$). $B_{\text{к(разъед)}}$ равен $320 \text{ кА}^2/\text{с}$ (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $18,05 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 320 \text{ кА}^2/\text{с}$.

На ПС 220/110/10 в ГБАО на высшей ступени напряжения принимаем разъединитель марки РГН-220 кВ, с номинальным током в 1000 А, и климатическим исполнением УХЛ-1.

Продолжаем расчет на средней ступени напряжения – 110 кВ.

К проверке принимаем разъединитель марки РГН. Сравниваем номинальные напряжение $U_{\text{номр}}=110$ кВ, $U_{\text{сети}}=110$ кВ. Условие выполняется. Рабочий ток для стороны 110 кВ был рассчитан в разделе 6.1 «Проверка силового выключателя на стороне 220/110/10 кВ» (рабочий ток на СН = 1313,71 А). Сравниваем значений номинального тока РГН (2000 А). Условие соблюдается $2000 \text{ А} \geq 1313,71 \text{ А}$.

Сравниваем предельный сквозной ток с пиковым значением $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}} \cdot I_{\text{пиковое}}$ для системы 110 кВ было рассчитано в разделе 6.1 при выборе СВ (силового выключателя) и составило 22,55 кА. Согласно каталогу РГН паспортное значение равно 40 кА. Условие выполняется $40 \text{ кА} \geq 22,55 \text{ кА}$.

Тепловую устойчивость разъединителя $B_{\text{к(разъед)}} \geq B_{\text{к(нагр)}} \cdot B_{\text{к(нагр)}}$ была рассчитана ранее (18,43 кА²/с). $B_{\text{к(разъед)}} = 320$ кА²/с (исходя из технического паспорта). Условие выполняется $320 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 18,43 \text{ кА}^2/\text{с}$.

На ПС 220/110/10 в ГБАО на средней ступени напряжения принимаем разъединитель марки РГН.

2.4.3 Выбор гибкого токопровода на ВН 220 кВ и СН 110 кВ

Самый распространённый токопровод на воздушной линии высокого напряжения это – гибкая шина марки АС (сталеалюминевый проводник) [1]. Расчет начнем с стороны ВН, для этого необходимо найти рабочий ток, который будет протекать по нашему проводнику [15].

Номинальный рабочий ток проводника АС рассчитывается по формуле 45:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}; \quad (45)$$

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 624,7 \text{ А};$$

После нахождения номинального тока, найдем технико-экономическое сечение проводника по формуле 46:

$$S_{\text{эконм}} = \frac{I_{\text{раб.сети}}}{j_{\text{эк}}}; \quad (46)$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормативно технические коэффициент плотности электрического тока (выбирается из диапазона 1÷1,1).

$$S_{\text{эконм}} = \frac{624,7}{1} = 624,7 \text{ мм}^2;$$

Из электротехнического каталога выбираем два сталеалюминевых провода с сечением 450 мм² (450/56).

Теперь после определения марки проводника, необходимо проверить его на устойчивость к тепловой нагрузке при протекании по нему длительно допустимого тока [28]. Произведем расчет тока с учетом возможной перегрузки на ПС на 40% выше номинального значения, добавив перегрузочный коэффициент (1,4). Расчет ведем по формуле 47:

$$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}; \quad (47)$$

$$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 874,6 \text{ А};$$

Теперь необходимо сравнить $I_{\text{мах}}$ с $I_{\text{длит.доп}}$. Условие удовлетворяющее проверке это $I_{\text{длит.доп}} > I_{\text{мах}}$. $I_{\text{длит.доп}}$ согласно паспортным данным провода АС 45/26, составляет 1200 А. Условие соблюдается (1200 А > 874,6 А).

Далее проверим наш гибкий провод на «возможность появления коронного разряда» [14]. Для этого необходимо найти начальную критическую напряженность (значение с которого начнется процесс коронирования гибкого токопровода) и действующее значение напряжённости электрического поля вокруг проводника.

Значение напряженности электрического поля, с которого начнется «корона» рассчитывается по формуле 48:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}; \quad (48)$$

где m – нормативно – технического значение шероховатости гибкого токопровода АС,

r_0 – непосредственно радиус проводника АС, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 + \frac{0,299}{\sqrt{11,2}} = 24,94 \frac{\text{кВ}}{\text{см}};$$

Действующее значение напряжённости электрического поля вокруг проводника найдем по формуле 49:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ном}}}{r_0 \cdot \lg \cdot \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}; \quad (49)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинально значение напряжения, которое будет приложено к проводнику АС (линейное значение), кВ,

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между фазными проводниками трёхфазной воздушной линии.

Для того чтобы найти $D_{\text{ср}}$ прибегнем к формуле 50:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D_p; \quad (50)$$

где D_p – расстояние междуфазными проводниками трёхфазной воздушной линии согласно методическим указаниям для стороны ВН (250).

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см};$$

Все переменные нам известны, теперь подставляем все значения в формулу 51:

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{11,2 \cdot \lg \frac{315}{11,2}} = 5,02 \frac{\text{кВ}}{\text{см}};$$

Условие отсутствия короны на гибком токопроводе выглядит следующим образом ($1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$). Путем математических решений получаем что $1,07 \cdot 5,02 \leq 0,9 \cdot 24,94$. $5,37 \leq 22,45$ условие соблюдается, что говорит нам о том что на проводнике марки АС 450/56 на ПС 220/110/10 кВ в ГБАО, коронный разряд не появится, и данный гибкий токопровод принят к установке на понижающей подстанции.

Переходим к выбору гибкого токопровода на стороне 110 кВ. Методика расчета аналогичная выбору на стороне ВН и будет проведена по формулам 45÷50.

Номинальный рабочий ток проводника АС на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1249,4 \text{ А};$$

Технико-экономическое сечение проводника:

$$S_{\text{эконм}} = \frac{1249,4}{1} = 1249,4 \text{ мм}^2;$$

Из электротехнического каталога выбираем два сталеалюминиевых провода с сечением 600 мм² (600/72).

Ток с учетом возможной перегрузки на ПС:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1749,2 \text{ А};$$

Теперь необходимо сравнить I_{max} с $I_{\text{длит.доп}}$. Условие удовлетворяющее проверке это $I_{\text{длит.доп}} > I_{\text{max}}$. $I_{\text{длит.доп}}$ согласно паспортным данным провода АС 600/72, составляет 2500 А. Условие соблюдается (2500 А > 1749,2 А).

Значение напряженности электрического поля, с которого начнется «корона» для стороны СН:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 + \frac{0,299}{\sqrt{11,2}} = 24,94 \frac{\text{кВ}}{\text{см}};$$

Действующее значение напряжённости электрического поля на стороне 110 кВ:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{11,2 \cdot \lg \frac{315}{11,2}} = 2,5 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Условие отсутствия короны $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$. Далее решаем $1,07 \cdot 2,5 \leq 0,9 \cdot 24,94$. $2,68 \leq 22,45$ условие соблюдается. АС 600/72 прошел все проверки и принят к установке на средней ступени напряжения на понизительной подстанции в ГБАО.

2.4.4 Выбор жесткого токопровода на стороне 10 кВ ПС 220/110/10 кВ

Рабочий ток на стороне низкого напряжения был рассчитан в пункте 6.1 и равен 1651,5 А.

Найдем технико-экономическое сечение проводника на стороне НН по ранее использованной формуле (формула 46):

$$S_{\text{эконм}} = \frac{1651,5}{1} = 1651,5 \text{ мм}^2;$$

Из электротехнического каталога выбираем жесткий токопровод марки АД (31 – Т) 120×8.

Считаем ток с учетом возможной перегрузки на ПС ранее использованной формуле 47:

$$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot 1651,5 = 2312,1 \text{ А};$$

Теперь необходимо сравнить $I_{\text{мах}}$ с $I_{\text{длит.доп}}$. Условие удовлетворяющее проверке это $I_{\text{длит.доп}} > I_{\text{мах}}$. $I_{\text{длит.доп}}$ согласно паспортным данным АД (31 – Т) 150×8 ($I_{\text{длит.доп}}=3900 \text{ А}$). Условие выполняется ($3900 \text{ А} > 2312,1 \text{ А}$).

Далее необходимо провести проверку жесткого токопровода на термическую и механическую стойкость.

Найдем минимальное сечение токопровода на стороне НН по условию термической стойкости по формуле 51 [13]:

$$S_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{Т}}}; \quad (51)$$

где $B_{\text{к}}$ – значение термической стойкости на стороне НН, рассчитанное нами ранее в разделе 2.6.1;

$C_{\text{Т}}$ – паспортное значение для расчета минимального сечения.

$$S_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{330,64}}{150} = 121 \text{ мм}^2;$$

Условие удовлетворяющее проверке это $S_{\text{выбран}} > S_{\text{мин}}$. Условие выполняется $150 \text{ мм}^2 > 121 \text{ мм}^2$.

Далее найдем частоту колебания жесткого токопровода используя формулу 52:

$$f = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \frac{\sqrt{E \cdot J}}{m}; \quad (52)$$

где r_1 – технической параметр шины АД 31 – Т;

E – коэффициент упругости шины (паспортное значение);

J – коэффициент инерции шины (взято из каталожных данных);

l – расстояние между изоляционными аппаратами (высоковольтные изоляторы), м;

m – масса жесткого токопровода на один метр, кг/м.

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,45} \cdot \frac{\sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,51 \cdot 10^{-8}}}{1,59} \approx 200 \text{ Гц}.$$

Так как собственная частота жесткого токопровода превышает максимальное значение частоты при механическом резонансе (200 Гц), следовательно можем сделать вывод, что АД (31 – Т) прошел проверку по колебаниям .

К установке на ПС 220/110/10 кВ принимаем жесткий токопровод на стороне НН марки АД31Т 150×8 мм².

2.4.5 Выбор ограничителя перенапряжений на 220/110/10

На понижающей подстанции на стороне 220 кВ примем к рассмотрению ОПН с номинальным напряжением 220 кВ, с длительным током 10 кА, ,

максимальное рабочее напряжение ОПН 146÷176 кВ, с умеренно холодным климатом (УХЛ1).

Проверить ОПН будем условию ($U_{\text{рабОПН}} \geq U_{\text{рабсети}}$) для этого рассчитаем рабочее напряжение сети по формуле 53 [17]:

$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot U_{\text{ном.сети}}}{\sqrt{3}}; \quad (53)$$
$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot 230}{\sqrt{3}} \approx 146,24 \text{ кВ};$$

ОПН 220 - УХЛ1 полностью прошел проверку и принят к установке на высокую степень напряжения на ПС.

На стороне 110 кВ примем к рассмотрению ОПН с номинальным напряжением 110 кВ, с длительным током 10 кА, максимальное рабочее напряжение ОПН 73÷105 кВ, с умеренно холодным климатом (УХЛ1).

Расчет рабочего напряжения ведется по формуле 53:

$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot 115}{\sqrt{3}} \approx 73,12 \text{ кВ};$$

ОПН марки 110 - УХЛ1 прошел проверку по условию ($U_{\text{рабОПН}} \geq U_{\text{рабсети}}$) и принят к установке на средней степени напряжения.

На стороне 10 кВ примем к рассмотрению ОПН с номинальным напряжением 10 кВ, максимальное рабочее напряжение ОПН 6,3÷13,7 кВ, с умеренно холодным климатом (УХЛ1).

Расчет рабочего напряжения ведется по формуле 53:

$$U_{\text{раб.сети}} = \frac{1,1 \cdot 10,5}{\sqrt{3}} \approx 6,68 \text{ кВ}.$$

ОПН марки 10 - УХЛ1 прошел проверку по условию ($U_{\text{рабОПН}} \geq U_{\text{рабсети}}$) и принят к установке на НН.

2.4.6 Выбор измерительного тн на стороне 220/110/10 кВ

На высокой ступени напряжения 220 кВ выбираем измерительный трансформатор напряжения (далее по тексту ТН) марки НКФ, с номинальным напряжением 220 кВ, и климатическим исполнением У1. Организация «Памирэнерджи» предоставила вторичную нагрузку на ТН на ВН. Она включает в себя два вольтметра с номинальной мощностью 3 кВт, два фазных вольтметра с номинальной мощностью 10 кВт, пять варметров с номинальной мощностью, 1,5 кВт, пять ваттметров с номинальной мощностью 1,5 кВт, два электрических счетчика активной энергии, с номинальной мощностью 2 кВт и наконец два электрических счетчика реактивной энергии с номинальной мощностью 2,5 кВт. Итого к ВН на ТН будет подключена мощность в размере 50 кВт. . Условие проверки $P_{\text{измтрн}} \geq P_{\text{нагр}}$ [20]. Паспортное значение НКФ 250 Вт. Условие выполняется $250 \text{ Вт} \geq 50 \text{ Вт}$.

На средней ступени напряжения выбираем измерительный ТН марки ЗНОГ .Организация «Памирэнерджи» предоставила вторичную нагрузку на ТН на СН. Она включает в себя два вольтметра с номинальной мощностью 3 кВт, два фазных вольтметра с номинальной мощностью 10 кВт, три варметра с номинальной мощностью, 1,5 кВт, три ваттметра с номинальной мощностью 1,5 кВт, два электрических счетчика активной энергии, с номинальной мощностью 2 кВт и наконец два электрических счетчика реактивной энергии с номинальной мощностью 2,5 кВт. Итого к СН на ТН будет подключена мощность в размере 41 кВт. . Условие проверки $P_{\text{измтрн}} \geq P_{\text{нагр}}$ [20]. Паспортное значение НКФ 250 Вт. Условие выполняется $325 \text{ Вт} \geq 41 \text{ Вт}$.

На НН выбираем ТН марки ЗНОЛ. По данным взятым у персонала ПС в ГБАО. Вторичная нагрузка на ТН состоит из следующих приборов. Вольтметр (две штуки) с $P_{\text{полн}} = 6 \text{ Вт}$, фазный вольтметр (две штуки) $P_{\text{полн}} = 20 \text{ Вт}$, ваттметр (две штуки) с $P_{\text{полн}} = 3 \text{ Вт}$, варметр (две штуки) $P_{\text{полн}} = 3 \text{ Вт}$, электрические счетчики активной и реактивной энергии (двадцать штук), $P_{\text{полн}} = 49,5 \text{ Вт}$.

Итого к НН подключено $P_{\text{итого}} = 81,5$ Вт. Условие проверки $P_{\text{измтрн}} \geq P_{\text{нагр}}$ [20].
Паспортное значение ЗНОЛ 200 Вт. Условие выполняется $200 \text{ Вт} \geq 81,5 \text{ Вт}$.

2.4.7 Выбор трансформатора тока на стороне 220/110/10 ПС в ГБАО

Для стороны высокого напряжения (220 кВ) выбираем измерительный трансформатор тока ТОГФ наружной установки с климатическим исполнением УХЛ1.

Условия проверки практически идентичны условиям проверки высоковольтного выключателя и разъединителя [20]. В начале сравниваем номинальные напряжения сети и трансформатора ток. Условие соблюдается $220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$.

Следующий шаг проверка по $I_{\text{номТТ}} \geq I_{\text{сети}}$. $I_{\text{сети}} = 628,3$ А (согласно расчету из раздела 6.1). $I_{\text{номТТ}} = 1000$ А (согласно каталожным данным). Условие соблюдается $1000 \text{ А} \geq 628,3 \text{ А}$.

Дальше проверяем по $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}} = 7,62$ кА (согласно расчету из раздела 6.1 на стороне 220 кВ). $I_{\text{пр.сквоз}} = 160$ кА (паспортное значение ТТ). Условие соблюдается $160 \text{ кА} \geq 7,62 \text{ кА}$.

Заключительный этап проверка по термической стойкости $B_{\text{к(ТТ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}} = 3717 \text{ кА}^2/\text{с}$ (раздел 6.1 – 220 кВ). $B_{\text{к(ТТ)}} = 320 \text{ кА}^2/\text{с}$ (исходя из технического паспорта). Условие соблюдается $320 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 18,05 \text{ кА}^2/\text{с}$.

На ПС в ГБАО на высокой ступени напряжения 220 кВ принимаем измерительный трансформатор тока ТОГФ.

Для стороны среднего напряжения рассмотрим трансформатор марки ТОГФ – 110 кВ.

Проверяем по $(U_{\text{номТТ}} = U_{\text{сети}})$. $U_{\text{номТТ}} = 110$ кВ, $U_{\text{сети}} = 110$ кВ. Условие соблюдается.

Проверяем по $I_{\text{номТТ}} \geq I_{\text{сети}}$. $I_{\text{сети}} = 1313,71$ А (согласно расчету из раздела 6.1). $I_{\text{номТТ}} = 1600$ А (согласно каталожным данным). Условие соблюдается $1600 \text{ А} \geq 1313,71 \text{ А}$.

Сравниваем значения $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}} = 7,9$ кА (согласно расчету из раздела 6.1 на стороне 110 кВ). $I_{\text{пр.сквоз}} = 101$ кА (паспортное значение ТТ). Условие соблюдается $101 \text{ кА} \geq 7,9 \text{ кА}$.

Сравниваем по $B_{\text{к(ТТ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}} = 18,43$ кА²/с (раздел 6.1 – 110 кВ). $B_{\text{к(ТТ)}} = 320$ кА²/с (исходя из технического паспорта). Условие соблюдается $18,43 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 320 \text{ кА}^2/\text{с}$.

Для стороны НН рассмотрим трансформатор марки ТПШЛ).

$U_{\text{номТТ}} = U_{\text{сети}}$ совпадают. (10,5 кВ=10,5 кВ). Условие соблюдается.

Сравниваем значения $I_{\text{номТТ}} \geq I_{\text{сети}}$. $I_{\text{сети}} = 1651,5$ А (согласно расчету из раздела 6.1). $I_{\text{номТТ}} = 2000$ А (согласно каталожным данным). Условие соблюдается $2000 \text{ А} \geq 1651,5 \text{ А}$.

Далее $I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{пиковое}}$. $I_{\text{пиковое}} = 17,77$ кА (согласно расчету из раздела 6.1 на стороне 10,5 кВ). $I_{\text{пр.сквоз}} = 80$ кА (паспортное значение ТТ). Условие соблюдается $80 \text{ кА} \geq 17,77 \text{ кА}$.

Переходим к $B_{\text{к(ТТ)}} \geq B_{\text{к(нагр)}}$. $B_{\text{к(нагр)}} = 330,64$ кА²/с (раздел 6.1 – 10,5 кВ). $B_{\text{к(ТТ)}} = 500$ кА²/с (исходя из технического паспорта). Условие соблюдается $500 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 33,64 \text{ кА}^2/\text{с}$.

2.5 Расчет нагрузки трансформатора собственных нужд на ПС 220/110/10

Перечень оборудования, для которого необходим трансформатор собственных нужд (далее по тексту ТСН) отражен в таблице 5 [16].

Таблица 5 – Электрическая нагрузка на ТСН

Оборудование	Количество/Активная мощность	Единица измерения
Система охлаждения для автотрансформаторов 250 МВА	2/3	кВт
Освещение открытого распределительного устройства (далее по тексту ОРУ) 220 кВ	1/2	кВт

Продолжение таблицы 5

Освещение ОРУ 110 кВ	1/2	кВт
Система отопления ОПУ	1/65	кВт
Вентиляционная система КРУН	1/5	кВт
Система подогрева для высоковольтных силовых выключателей на стороне 220 кВ	2/2	кВт
Система подогрева для высоковольтных силовых выключателей на стороне 110 кВ	2/2	кВт
Система подогрева для высоковольтных силовых выключателей на стороне 10 кВ	7/1,5	кВт
Подогрев приводов разъединителей	31/1	кВт
Система отопления КРУН	1/7	кВт
Маслохозяйство для силового трансформатора	1/70	кВт
Подзарядка аккумуляторных батарей	2/23	кВт
Итого по ПС (алгебраическая сумма мощности)	229,5	

Зная активную мощность нагрузки на ТСН, найдем ее полную мощность по формуле 54 [16]:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{P_{\Sigma \text{ТСН}}}{\cos \varphi}; \quad (54)$$

где $\cos \varphi$ – среднее значение коэффициента мощности для всего электрооборудования ТСН.

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{229,5}{0,9} = 255 \text{ кВА};$$

Далее необходимо найти полную мощность (на каждый ТСН) с учетом условия надежности электроснабжения для трансформаторов. $K_{\text{зТСН}} \leq 0,7$.

Полная мощность каждого ТСН при коэффициенте загрузке 0,7 рассчитывается по формуле 55 [18]:

$$S_{\text{ТСН}(0,7)} = S_{\text{ТСН}} \cdot K_{\text{зТСН}}; \quad (55)$$

$$S_{\text{тсн}(0,7)} = 255 \cdot 0,7 = 178,5 \text{ кВА} .$$

Исходя из расчетов принимаем к установке на ПС в Горно-Бадахшанской автономной области два ТСН марки ТМ с номинальной установленной полной мощностью 250 кВА 10/04 кВ.

Вывод по разделу 2. В данном разделе настоящей выпускной квалификационной работы был осуществлен технико-экономический расчет двух автотрансформаторов на 200 и 250 МВА соответственно. По результатам расчета к установке на ПС 220/110/10 кВ в ГБАО принимаем автотрансформатор на 250 МВА, рассмотрена электрическая схема распределительного устройства «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (220-5Н) действующая ЭС подлежит реконструкции и приобретает вид 220-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». Были посчитаны симметричные ТКЗ на ПС в ГБАО, а также их ударные токи. ТКЗ на стороне 220 кВ (далее по тексту I) составил 9,5 кА, ударный ток (далее по тексту i) 22,9 кА. На стороне 110 кВ $I = 9,6$ и $i = 24,2$ кА. На стороне 10 кВ $I = 40,66$ и $i = 103,2$ кА. Было выбрано (к установке) и проверено (на термическую и электродинамическую стойкость) следующее электрооборудования на ПС 220/110/10 в Горно-Бадахшанской автономной области. Высоковольтный силовой выключатель на стороне 220/110/10 кВ, разъединитель на стороне высокого и среднего напряжения, трансформатор тока и трансформатор напряжения на всех ступенях (220, 110, 10 кВ соответственно), ограничитель перенапряжения на СН, ВН, НН, жесткий токопровод на 10,5 кВ, гибкий токопровод на 220 и 110 кВ. Были рассмотрены электрические потребители, которые подключены к ТСН на ПС 220/110/10 кВ и на основе расчета полной мощности всех потребителей, были приняты к установке два ТСН марки ТМ с $S_{\text{ном}} = 250$ кВА.

3 Обеспечение надежности и безопасности функционирования подстанции

3.1 Релейная защита и автоматика на ПС 220/110/10 кВ в ГБАО

На понижающей подстанции 220/110/10 кВ располагающийся в ГБАО (республика Таджикистан) в настоящей выпускной квалификационной работе были выбраны два автотрансформатора марки АДЦТН с $S_{\text{ном}} = 250$ МВА, ТТ на высокой ступени напряжения марки ТОГФ – 220, ТТ на средней ступени напряжения марки ТОГФ – 110, ТТ на низкой ступени напряжения марки ТПШЛ – 10.

Объект защиты – автотрансформатор АДЦТН 250000 кВА. Для его защиты рассчитаем дифференциальную защиту, которая обладает абсолютной селективностью. В качестве технического решения воспользуемся распространенным в сфере энергетики (в частности в РЗиА) микропроцессорным блоком Сириус – ТЗ.

Согласно анализу Горно-Бадахшанской автономной области (раздел 1 ВКР), мы выяснили что климатические условия суровые, в свою очередь Сириус – ТЗ обладает высокими техническими параметрами устойчивости к непогоде.

В начале необходимо рассчитать значение первичного тока на каждой ступени напряжения (ВН, СН, НН) [7]. Эти значения совпадают с значениями, которые были рассчитаны нами ранее по формуле 48. ВН – 628,3 А, СН – 1313,71 А, НН – 1651,5 А.

Значение вторичного тока на ступени ВН, СН, НН автотрансформатора рассчитывается по формуле 56 [7]:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{I_{\text{перв.}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (56)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы АТ принимаем значение равное «корень из трех» для ВН, для СН и НН – «1»;
 $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ на соответственной стороне напряжения.

Высшая ступени напряжения – 220 кВ:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{628,3 \cdot \sqrt{3}}{\frac{1200}{5}} = 4,54 \text{ А};$$

Средняя ступени напряжения – 110 кВ:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{1313,71 \cdot 1}{\frac{1600}{5}} \approx 4,11 \text{ А};$$

Низшая ступени напряжения – 10 кВ:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{1651,5 \cdot 1}{\frac{1800}{5}} = 4,59 \text{ А};$$

Далее следуем условию, что если у принятых нами трансформаторов тока (на ВН, СН и НН соответственно), значение вторичного тока равно 5 А, то максимально возможный промежуток выравнивания для ТТ (обусловленный номинальным первичным током) равен от 1,01÷10 А. Все рассчитанные токи по формуле 56 попадают в этот промежуток. Следовательно, принимаем эти токи за базисные значения на каждой ступени напряжения.

Находим ток небаланса при учете сквозного тока по формуле 57:

Переходим к расчету тока небаланса при сквозном токе по формуле 57:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{сквоз.}} ; \quad (57)$$

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.

$$I_{\text{неб}} = 1,3 \cdot 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 \cdot I_{\text{сквоз.}} = 0,525 \cdot I_{\text{сквоз.}} ;$$

Параметр снижения тормозного тока считаем по формуле 58:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{(1 - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})} ; \quad (58)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{(1 - 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)} = 0,741 ;$$

Ведем перерасчет формулы 58, для того чтобы получить процентное значение (формула 59) $K_{\text{сн.т}}$ должен лежать в промежутке от 10÷100%:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{K_{\text{отс}} - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}}{K_{\text{сн.т}}} \cdot 100\%; \quad (59)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{0,55}{0,741} \cdot 100\% \approx 74\%;$$

Условие соблюдается $10\% \leq 74\% \leq 100\%$.

Ток небаланса при внешнем КЗ находим по формуле 60:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{вн.кз}}; \quad (60)$$

где $I_{\text{вн.кз}}$ – значения тока КЗ рассчитанное в пункте 2.5.1 настоящей ВКР.

$$I_{\text{неб}} = 1,3 \cdot 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 \cdot 9,5 = 0,865 \text{ А};$$

Максимальное значения внешнего КЗ на ступени ВН, СН и НН ПС 220/110/10 кВ находится по формулам 61÷63.

Высшая ступени напряжения:

$$I_{\text{кз.вн.махВН}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}}{I_{\text{пер.ВН}}}; \quad (61)$$

$$I_{\text{кз.вн.махВН}} = \frac{9500}{628,3} = 15,12 \text{ А};$$

Средняя ступени напряжения:

$$I_{\text{кз.вн.махСН}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}}{I_{\text{пер.СН}}}; \quad (62)$$

$$I_{\text{кз.вн.махСН}} = \frac{9600}{1313,71} = 7,31 \text{ А};$$

Низшая ступени напряжения:

$$I_{\text{кз.вн.мах НН}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}}{I_{\text{пер.НН}}}; \quad (63)$$
$$I_{\text{кз.вн.мах НН}} = \frac{40660}{1651,5} = 24,6 \text{ А};$$

Найдем отношение дифференциального тока к номинальному току для средней и низшей ступени напряжения (формула 64). На ВН проверять нецелесообразно, так как в 99% случаев защита проходит проверку по «чувствительности».

Средняя ступень:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.вн.мах СН}}; \quad (64)$$

где $K_{\text{нб}}$ – параметра небаланса, при вторичном номинальном токе в пять Ампер, составляет 0,7.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 1,3 \cdot 0,7 \cdot 7,31 = 6,65;$$

Низшая ступень:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 1,3 \cdot 0,7 \cdot 24,6 = 22,4;$$

Принимаем $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} = 23$.

Ток срабатывания ДЗТ – 2 для каждого класса напряжения рассчитывается по формуле 65:

$$I_{сз} = I_{н} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{в}}; \quad (65)$$

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

Высшая ступень – 220 кВ:

$$I_{сз} = 9,5 \cdot \frac{1,3}{0,95} = 13 \text{ А};$$

Средняя ступень – 110 кВ:

$$I_{сз} = 9,6 \cdot \frac{1,3}{0,95} = 13,14 \text{ А};$$

Низшая ступень – 10 кВ:

$$I_{сз} = 40,66 \cdot \frac{1,3}{0,95} = 55,64 \text{ А}.$$

3.2 Расчет заземления и молниезащитного электрооборудования на ПС

3.2.1 Выбор молниеотводов на понижающей подстанции

В качестве основного элемента защиты оборудования будем использовать систему с молниеотводами. Для этого нам необходимо рассчитать непосредственно количество устанавливаемых молниеотводов на

понижающей подстанции, высоту молниеотвода ($h_{\text{молн}}$) и радиус защиты молниеотвода относительно защищаемого оборудования ($r_{\text{защ}}$) и непосредственно относительно земли ($r_{\text{зем}}$). Исходные данные для расчета это средняя высота защищаемого электрооборудования ($h_{\text{защ}}=10$ м). Высота электродов, которые располагаются на порталах равна 32 м ($h_{\text{эл1}}$ и $h_{\text{эл2}}$).

По формуле 66 найдем высоту молниеотвода для электрода 1 и электрода 2:

$$\begin{aligned} h_{\text{молн1}} &= 0,85 \cdot h_{\text{эл1}}; \\ h_{\text{молн2}} &= 0,85 \cdot h_{\text{эл2}}; \\ h_{\text{молн1}} &= 0,85 \cdot 32 = 27,2 \text{ м}; \\ h_{\text{молн2}} &= 0,85 \cdot 32 = 27,2 \text{ м}; \end{aligned} \tag{66}$$

Далее необходимо найти радиус защиты молниеотвода на уровне земли по формуле 67:

$$\begin{aligned} r_{\text{зем}} &= 1,2 \cdot h_{\text{эл1}}; \\ r_{\text{зем}} &= 1,2 \cdot 32 = 38,4 \text{ м}; \end{aligned} \tag{67}$$

Теперь переходим к расчету радиус защиты молниеотвода относительно защищаемого оборудования по формуле 68:

$$\begin{aligned} r_{\text{защ}} &= \frac{r_{\text{зем}} \cdot (h_{\text{молн}} - h_{\text{защ}})}{h_{\text{молн}}}; \\ r_{\text{защ}} &= \frac{38,4 \cdot (27,2 - 10)}{27,2} = 24,3 \text{ м}; \end{aligned} \tag{68}$$

Для защиты комплектно распределительного устройства необходимо провести дополнительный расчет защиты относительно защищаемого

электрооборудования ($r_{\text{защ}}$) так как $h_{\text{защ}}$ изменится с 10 метров до 5 м (высота КРУН).

$r_{\text{защ}}$ находим по формуле 68:

$$r_{\text{защ}} = \frac{38,4 \cdot (27,2 - 5)}{27,2} = 31,34 \text{ м.}$$

3.2.2 Расчет системы заземления на ПС ГБАО 220/110/10 кВ

Исходные данные для расчета представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Необходимые параметры для вычисления контура заземления

Параметр	Единица измерения	Значение	Графическое обозначение
Сопротивление заземлителя	Ом	0,5	R_z
Предельно допустимое напряжение (прикосновение)	В	400	$U_{\text{пр}}$
Длительность воздействия	с	0,12	τ
Сопротивление грунта (удельное)	Ом·м	300	$\rho_{\text{гр}}$
Площадь ПС ГБАО 220/110/10 кВ	м ²	12000	$S_{\text{пс}}$
Глубина опускания электродов	м	0,6	$t_{\text{гл}}$
Сопротивление тела человека	Ом	1000	$R_{\text{тела}}$
Сопротивления протекания тока (от ступней человека)	Ом	225	$R_{\text{стп}}$
Длина заземлителя (по горизонтали)	м	1080	$L_{\text{г}}$
Длина вертикального заземлителя	м	5	$l_{\text{верт}}$
Коэффициент зависящий от показателей грунта	-	0,5	M
Расстояние между вертикальными заземлителями	м	5	a

Первым этапом расчета заземления – это нахождение напряжения на заземляющем устройстве (заземлителя) по формуле 69:

$$U_{\text{зазем}} = \frac{U_{\text{пр}}}{k_{\text{п}}}; \quad (69)$$

где k_{Π} – расчётный коэффициент прикосновения (формула 70).

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \left(\frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} \right)}{\frac{l_{\text{верт}} \cdot L_2^{0,45}}{a \cdot \sqrt{S}}}; \quad (70)$$

$$k_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot \left(\frac{1000}{1000 + 225} \right)}{\frac{5 \cdot 1080^{0,45}}{5 \cdot \sqrt{12000}}} \approx 0,16;$$

Теперь подставляем значение k_{Π} в формулу 69 и находим напряжение на заземлителе.

$$U_{\text{зазем}} = \frac{400}{0,16} \approx 2500 \text{ В};$$

Далее находим непосредственное сопротивление заземлителя отстраиваясь однофазного КЗ на стороне высокого напряжения (предоставлено организацией ПамирЭнерджи) $I^{(1)}=0,43$ кА по формуле 71.

$$R_{\text{зазем}} = \frac{U_{\text{зазем}}}{I^{(1)}}; \quad (71)$$

$$R_{\text{зазем}} = \frac{2500}{430} = 5,82 \text{ Ом};$$

Переходим к расчету общего сопротивления системы заземления:

$$R_{\text{общ}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{гр}}}{\sqrt{S_{\text{пс}}}} + \frac{\rho_{\text{гр}}}{L'_{\Gamma} + L_{\Sigma \text{В}}}; \quad (72)$$

где A – расчетный коэффициент глубины электродов;

$\rho_{\text{гр}}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м;

L'_2 – расчетное значение длины полос заземлителей, м;

$L_{\Sigma 6}$ – общая длина всех вертикальных заземлителей, м.

Теперь нам необходимо найти все неизвестные из формулы 72, а именно L'_2 , $L_{\Sigma 6}$, A .

По формуле 73 найдем значение длины полос заземлителей:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S_{\text{пс}}} \cdot m + 1; \quad (73)$$

где m – расчетное число ячеек (формула 74).

$$m = \frac{L_{\text{г}}}{2 \cdot \sqrt{S_{\text{пс}}}} - 1; \quad (74)$$

$$m = \frac{1080}{2 \cdot \sqrt{12000}} - 1 \approx 5;$$

Зная число ячеек находим значение длин полос (формула 75):

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{12000} \cdot 5 + 1 = 1096 \text{ м};$$

Далее необходимо найти число вертикальных заземлителей на ПС:

$$n_{\text{верт}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_{\text{пс}}}}{1 \cdot l_{\text{в}}}; \quad (76)$$

$$n_{\text{верт}} = \frac{4 \cdot \sqrt{12000}}{1 \cdot 5} = 88;$$

Общая длина всех вертикальных заземлителей находится по формуле 77:

$$L_{\Sigma B} = n_{\text{верт}} \cdot l_B; \quad (77)$$

$$L_{\Sigma B} = 88 \cdot 5 = 440 \text{ м};$$

Расчетный коэффициент глубины электродов считается по формуле 78:

$$A = H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot H_{\text{отн}}; \quad (78)$$

где $H_{\text{отн}}$ – расчетный коэффициент, показывающий относительную глубину погружения для вертикальных заземлителей (формула 79).

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_{\text{ГЛ}}}{\sqrt{S_{\text{ПС}}}}; \quad (79)$$

$$H_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,6}{\sqrt{12000}} = 0,051;$$

$$A = 0,051 - 0,25 \cdot 0,051 = 0,038;$$

Все неизвестные для расчета общего сопротивления системы заземления известны, подставляем найденные значения в формулу 68:

$$R_{\text{общ}} = 0,038 \cdot \frac{150}{\sqrt{12000}} + \frac{150}{1080 + 440} = 0,151 \text{ Ом};$$

Заключительный этап найдем напряжение прикосновения по формуле 75:

$$U_{\text{прик}} = k_{\text{п}} \cdot I^{(1)} \cdot R_{\text{общ}}; \quad (75)$$

$$U_{\text{прик}} = 0,16 \cdot 430 \cdot 0,151 = 10,38 \text{ В}.$$

Условие проверки системы заземления на ПС ($U_{\text{пр}} \geq U_{\text{прик}}$). условие соблюдается $400 \text{ В} \geq 10,38 \text{ В}$, система заземления принимается к установке на ПС 220/110/10 кВ.

Выводы по разделу 3. В данном разделе была посчитана релейная защита (далее по тексту РЗиА) (на основе микропроцессорной базы сириус – ТЗ) автотрансформатора ТДЦТН с $S_{\text{ном}} = 250 \text{ МВА}$. Для всех ступеней напряжения посчитаны токи срабатывания релейной защиты (13 А /13,14 А /55,64 А), так же посчитаны значения тока небаланса, от которого будет отстроена РЗиА. Так же найдены максимальные значения внешнего КЗ на каждом классе напряжения 220/110/10 кВ. Рассчитана молниезащита действующий ПС в Горно-Бадахшанской автономной области. Так же была рассчитана система заземления, которая полностью удовлетворяет требованиям безопасности и надежности электроснабжения ($U_{\text{пр}} = 400 \text{ В} \geq U_{\text{прик}} = 10,38 \text{ В}$).

Заключение

В настоящей выпускной квалификационной работе была выполнена реконструкция электрической части понижающей подстанции в Горно-Бадахшанской автономной области с тремя классами напряжения 220/110/10 кВ располагающееся в Республике Таджикистан, являющееся частью электроэнергетической системы организации ПамирЭнерджи.

Мероприятия проведенные в время реконструкции:

- проведен расчет электрической нагрузки на ПС, найдена максимальная продолжительность годовой нагрузки подстанции и составила она 6984,1 ч, а также был посчитан среднегодового коэффициента использования установленной мощности и составил он 0,797;
- произведена замена двух автотрансформаторов марки АДЦТН с номинальной мощностью 125 МВА, на автотрансформаторы марки АДЦТН с номинальной мощностью в 250 МВА (на основе технико-экономического расчета и расчета потерь в АТ), в связи с политикой развития республики Таджикистан 2030, установленная полная мощность должна достигать значений в 330 МВА, что не соответствуют на сегодняшний день АТ установленными на ПС;
- выбрана электрическая схема на ОРУ кВ «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин» (220-9);
- рассчитаны симметричные токи КЗ на каждой ступени напряжения (220/110/10 кВ соответственно) для каждой точки К1÷К3;
- проверено на термическую и электродинамическую стойкость и принято к установке новое силовое оборудование на каждой ступени напряжения, а именно выбор высоковольтных силовых выключателей марки MitsubishiElectric НВ ВН и СН, SchneiderElectric на стороне 10 кВ, разъединителей марки РГН-220/1000 УХЛ-1, РГН-110/2000 УХЛ-1, гибкие шины на стороне 220 кВ два провода АС 450/56 и 110 кВ два

провода АС 600/72, жесткий токопровод на стороне 10 кВ марки АД (31 – Т) 150×8, трансформаторов тока ТОГФ – 220, ТОГФ – 110, ТПШЛ – 10 кВ, трансформатора напряжения НКФ – 220, ЗНОГ – 110, ЗНОЛ – 10, ОПН – 220 кВ марки РК, ОПН – 110 кВ марки РК, ОПН – 10 кВ марки РВ;

- посчитана молниезащита ПС, а так же защита для комплектно распределительного устройства;
- посчитана система заземления, которая полностью удовлетворяет требованиям безопасности и надежности электроснабжения;
- рассчитана релейная защита на основе микропроцессорной базы сириус – ТЗ для автотрансформатора АДЦТН с номинальной установленной мощностью в 250000 кВА.
- рассчитана электрическая мощность, подключенная к ТСН на понижающей подстанции и на основе расчета выбраны два трансформатора собственных нужд марки ТМ (250 кВА).

В заключении можно сделать вывод о том, что в выпускной квалификационной работе решены все поставленные задачи по реконструкции электрической части понижающей подстанции Горно-Бадахшанской автономной области Республики Таджикистан.

Список используемых источников

1. Борисов Ю. М. Электротехника: учебник. 3 изд.- СПб.: БХВ-Петербург, 2012. 592 с.
2. Бохан А. Н. Проектирование подстанций систем электроснабжения : учеб. пособие. Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. 311 с.
3. Быстрицкий Г. Ф. Общая энергетика (Производство тепловой и электрической энергии) : учебник. 2-е изд., стер. М. КНОРУС, 2016. 408 с.
4. Васильева Т. Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения : учебник для студентов высш. образования. Научное издание. М.: Горячая линия-Телеком, 2017. 152с. 60.
5. ГОСТ 1516.1-76. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической изоляции. Последние изменение: 16.01.2015. 51 с. прочности
6. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. Последние изменение: 16.01.2015. 72с.
7. ГОСТ Р 56865 2016. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Введ. 2016-07-17. М. : ОАО «СО ЕЭС» 2016. 16 с.
8. Конюхова Е. А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры) : учебное пособие. Москва : РУСАЙНС, 2020. 160 с.
9. Конюхова Е. А. Электроснабжение: Учебник для студ. учреждений высшего проф. образования. М.: Издательский дом МЭИ, 2021.
10. Короткевич М. А. Эксплуатация электрических сетей : учебник. Минск : Высшая школа, 2014. 350с.
11. Крючков И. П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов. Издательский дом МЭИ, 2020. 568 с.

12. Куликов Ю. А. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие. М.: Издательство «Омега-Л», 2019. 384 с.
13. Мартынова И. О. Электротехника. : учебник. М. : КНОРУС, 2015. 304 с.
14. Немцов М. В. Электротехника: учебник для студ. Учреждений высш. образования : В 2 кн.Кн.1. М.: Издательский центр «Академия», 2014. 240 с.
15. Немцов М. В. Электротехника: учебник для студ. Учреждений высш. образования : В 2 кн.Кн.2. М.: Издательский центр «Академия», 2014. 288 с.
16. Сибикин Ю .Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : учебник для проф.учеб.заведений. М. Берлин: Директ-Медиа, 2020. 337с.
17. Сибикин Ю. Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования. М.: Директ-Медиа, 2014. 414с.
18. Сивков А. А., Сайгаш А. С, Герасимов Д. Ю. Основы Электроснабжения: Учебное пособие 2-е изд., испр. и доп. Сер. 11 Университеты России, Москва издательство «Юрайт», 2021.173с.
19. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения : учеб. пособие. Санкт-Петербург : Лань, 2020. – 432 с.
20. Шишмарев В. Ю. Средства измерений: учебник для студ. Учреждений сред. проф. образования. 5-е изд., испр.-М.: Издательский центр «Академия», 2012. 320 с.
21. Alstom. What is an electric substation? [Электронный ресурс]. URL: <http://www.alstom.com/grid/about-us/understanding-electrical-grids/What-is-an-electric-substation/> (дата обращения 11.11.2024)
22. Campbell A. Direct Current [Электронный ресурс]. URL: http://energyeducation.ca/encyclopedia/Direct_current (дата обращения 17.12.2024)

23. Enmax. Substations [Электронный ресурс]. URL:https://www.enmax.com/generation_wires/transmission-and-distribution/our-system/substations (дата обращения 16.10.2024)
24. Gamblin T. Understanding Electricity [Электронный ресурс]. URL:<https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/understanding-electricity-with-hydrodynamics/> (дата обращения 22.11.2024)
25. Gokul D. Electrical substation [Электронный ресурс]. URL:http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical_substation (дата обращения 01.10.2024)
26. Hanania J. Powerplant., [Электронный ресурс] URL:http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power_plant (дата обращения 14.11.2024)
27. Johnson C. Circuit Construction Kit (DC Only), Virtual Lab [Электронный ресурс]. URL:<https://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab> (дата обращения 18.11.2024)
28. Marshall B. How Power Grids Work [Электронный ресурс]. URL:<http://science.howstuffworks.com/environmental/energy/power.html> (дата обращения 7.10.2024)
29. Phipps J. What is the difference between a grid and a substation? [Электронный ресурс]. URL: <https://www.quora.com/What-is-the-difference-between-a-grid-and-a-substation> (дата обращения 03.12.2024)
30. United States Department of Labor. IllustratedGlossary : Substations [Электронный ресурс]. URL:https://www.osha.gov/SLTC/etools/electr ic_power/illustrated_glossary/substation.html (дата обращения 24.10.2024)