

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 кВ в части замены
отделителей и короткозамыкателей 220 кВ на высоковольтные выключатели

Обучающийся

Р.М. Саттаров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Г. Сорокин

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

Тольятти 2023

Аннотация

Работа выполнена по теме «Реконструкция электрической части подстанции 220 кВ в части замены отделителей и короткозамыкателей 220 кВ на высоковольтные выключатели».

В работе дана краткая характеристика подстанции, обозначены её источники питания и отходящие линии к потребителям. Дана характеристика существующих схем, применяемых на ОРУ 220 кВ и в ЗРУ 10 кВ. Определена цель работы.

Произведены расчёты баланса мощности и выполнен расчёт электрических режимов как на данный момент, так и на пятилетнюю перспективу. Произведён расчёт трёхфазного и однофазного тока короткого замыкания на стороне 220 кВ. Произведен выбор основного оборудования, предлагаемого к установке на стороне 220 кВ подстанции: элегазовых выключателей, измерительных трансформаторов тока, ошиновки ОРУ 220 кВ. На подстанции применяется система постоянного оперативного тока, которая остаётся без изменений. Определён перечень мероприятий по устройству заземления и молниезащиты подстанции.

В связи с увеличением нагрузок произведён расчёт системы собственных нужд подстанции, определена расчётная нагрузка и выбрана номинальная мощность ТСН-1, подлежащего замене. Произведён выбор сечения вновь прокладываемых кабельных линий по условиям протекания длительно допустимого тока. Выбранные линии были проверены по потерям напряжения. Выполнен расчёт тока короткого замыкания в сетях 0,4 кВ. Произведена проверка выбранных автоматических выключателей.

Бакалаврская работа состоит из записки объемом 45 страниц печатного текста и графической части, выполненной на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Определение балансов и режимов по ПС на перспективу до 2028 года.	
Расчет токов короткого замыкания	7
1.1 Баланс мощности и расчеты электрических режимов	7
1.2 Расчет токов короткого замыкания	12
2 Выбор основных технических решений	14
2.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения	14
2.2 Выбор основного оборудования.....	16
2.2.1 Выбор высоковольтного выключателя.....	19
2.2.2 Выбор трансформаторов тока.....	20
2.2.3 Выбор ошиновки ОРУ 220 кВ	20
2.3 Решения по электроснабжению потребителей	22
2.4 Система постоянного оперативного тока подстанции.....	23
2.5 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите .	23
2.5.1 Заземление	23
2.5.2 Молниезащита.....	25
3 Собственные нужды подстанции	26
3.1 Расчет параметров собственных нужд 0,4 кВ	26
3.2 Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока.....	29
3.3 Выбор сечений вновь прокладываемых кабельных линий по условиям протекания длительно допустимого тока	29
3.4 Проверка сечения вновь прокладываемых питающих кабельных линий по потере напряжения.....	30
3.5 Расчет токов короткого замыкания в системе СН.....	31
3.6 Проверка выбранных автоматических выключателей системы СН.....	36
3.7 Проверка кабелей на возгорание при протекании тока КЗ.....	39
Заключение	42
Список используемой литературы	44

Введение

Подстанция 220 кВ «Центролит» располагается по адресу: Республика Мордовия, г. Саранск, Александровское шоссе, д. 44 «а». На рисунке 1 приведено ее расположение на карте региона.



Рисунок 1 – Расположение ПС 220 кВ «Центролит» на карте региона

Основными источниками электроснабжения ПС 220 кВ «Центролит» являются:

- ПС 220 кВ «Рузаевка» (филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское ПМЭС), питание по ВЛ 220 кВ «Рузаевка-Центролит»;
- ПС 220 кВ «Комсомольская» (филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское ПМЭС), питание по ВЛ 220 кВ «Центролит-Комсомольская»;
- ПС 220 кВ «Саранская» (филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское ПМЭС), питание по ВЛ 220 кВ «Саранская-Центролит» с

отпайкой на ПС «Тепличное».

Потребители электрической энергии на ПС 220 кВ «Центролит» получают питание по отходящим линиям 10 кВ.

Реконструируемая ПС 220 кВ «Центролит» включает в себя распределительные устройства 220 и 10 кВ.

«Тип схемы РУ:

- ОРУ-220 кВ – Нетиповая схема одна рабочая секционированная двумя выключателями система шин;
- ЗРУ 10 кВ – типовая схема №10-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».

Количество линий, подключенных к подстанции: РУ 220 кВ – 3 шт., ЗРУ-10 кВ – 21 шт.

Установленные трансформаторы: Т-1 – 63 МВА, Т-2 – 63 МВА» [3]. В части заходов линий электропередачи 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Саранская-Центролит с отпайкой на ПС «Тепличное» находится на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское ПМЭС, а отпайка на ПС 220 кВ «Тепличное» находится на балансе АО «Тепличное»;
- ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Центролит» находится на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское ПМЭС;
- ВЛ 220 кВ «Центролит – Комсомольская» находится на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское ПМЭС.

Оперативный ток на подстанции постоянный напряжением 220 В. Вид строительства – реконструкция.

В соответствии с планом проведения реконструкции на ПС 220 кВ «Центролит» предварительно предусматривается:

- Замена двух комплектов отделителей ОД-220 Т-1, ОД-220 Т-2 и короткозамыкателей КЗ 220 Т-1 ф.А, КЗ 220 Т-2- ф.А на элегазовые баковые выключатели 220 кВ с встроенными трансформаторами тока 220 кВ.

- Установка микропроцессорных шкафов РЗА на вновь устанавливаемых выключателях присоединений: Т-1, Т-2 с применением типовых шкафов РЗА.
- По результатам расчета нагрузки на ТСН предусматривается замена ТСН-1 типа ТМ-250-10/0,4 кВ на ТСН 630-10/0,4 кВ мощностью 630 кВА.

Существующая ПС 220 кВ «Центролит» является обслуживаемой с присутствием постоянного дежурного персонала. Хозяйственное водоснабжение подстанции осуществляется от существующих сетей водоснабжения. Питьевая вода на подстанции – привозная бутилированная.

Питание существующего щита собственных нужд 0,4 кВ подстанции осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд: ТМ-630/10 (ТСН-1, ТСН-2). Электроснабжение трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 выполняется от шин ЗРУ 10 кВ.

Для питания ЩСН 0,4 кВ в послеаварийных и ремонтных режимах работы на подстанции установлена дизель-генераторная установка (ДГУ) мощностью 0,15 МВА.

Цель работы заключается в разработке мероприятий по замене отделителей и короткозамыкателей 220 кВ на элегазовые выключатели для повышения надежности функционирования подстанции.

1 Определение балансов и режимов по ПС на перспективу до 2028 года. Расчет токов короткого замыкания

1.1 Баланс мощности и расчеты электрических режимов

«В данном разделе приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Мордовия и энергосистемы Республики Мордовия на год ввода объекта в эксплуатацию и перспективу 5 (пять) лет.

Приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет после окончания реконструкции объекта с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к объекту проектирования, рассмотрены режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня» [1].

Срок окончания строительства 2023 г. Перспектива на 5 лет вперед - 2028 г. Незначительное отличие между 2023 и 2028 годами позволяет выполнить расчеты перспективных режимов работы сети, прилегающей к реконструируемой ПС, только для 2028 г.

Нагрузка потребителей, подключенных к энергообъектам района проектирования, принималась в соответствии с данными зимнего и летнего контрольных замеров, увеличенная с учетом динамики изменения потребления энергосистемы Республики Мордовия.

Потребление в энергосистеме Республики Мордовия за 2022-2026 гг. принято в соответствии со Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы, утвержденной Приказом Министерства Энергетики РФ от 30.06.2020 № 508 (далее – СИПР ЕЭС). Потребление за 2028 г. принято по отношению потребления в 2027 г. в СИПР ЕЭС аналогично отношению потребления 2027 г. к потреблению 2026 г. в СИПР ЕЭС.

Потребление в режимах зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня определено в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования». Потребление мощности Центрального энергорайона Республики Мордовия на период 2023 – 2028 годы приведено в таблице 1, а Республики Мордовия в таблице 2.

Таблица 1 - Потребление мощности Центрального энергорайона Республики Мордовия на период 2023 – 2028 годы, МВт

Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Зимний максимум, МВт	402	405	406	408	409	410
Зимний минимум, МВт	302	304	305	306	306	308
Летний максимум, МВт	331	334	335	336	337	338
Летний минимум, МВт	209	210	211	212	212	213

Таблица 2 - Потребление мощности Республики Мордовия на период 2023 – 2028 годы, МВт

Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Зимний максимум, МВт	543	547	549	551	552	554
Зимний минимум, МВт	407	410	412	413	414	416
Летний максимум, МВт	447	451	452	454	455	456
Летний минимум, МВт	282	284	285	286	287	288

При анализе расчетов полученные токовые нагрузки сравнивались с допустимой токовой нагрузкой: летом при +25°C, зимой при -5°C.

Расчет минимально допустимых уровней напряжения (МДН) и аварийно-допустимых уровней напряжения (АДН) выполнен в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем [2]:

$$U_{кр} = 0,7 \times U_{ном}, \quad (1)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение электрической сети, кВ.

$$МДН = U_{кр} \times 1,15, \quad (2)$$

по условию обеспечения 15 % запаса по напряжению.

$$АДН = U_{кр} \times 1,1, \quad (3)$$

по условию обеспечения 10 % запаса по напряжению.

МДН в сети 220 кВ – 177,1 кВ, АДН в сети 220 кВ – 169,4 кВ.

Токовая загрузка сетевых элементов и уровни напряжения в узлах в режиме зимнего максимума 2028 г. в районе объекта проектирования представлены в таблице 3. Результаты расчетов электрических режимов в графическом виде включают в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто-)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровни напряжения, нанесенные на однолинейную схему замещения сети и для режима зимнего максимума 2028 г. приведены на рисунке 2.

Таблица 3 – Токовая загрузка и уровни напряжения в режиме зимнего максимума 2028 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая загрузка, А					Напряжение, кВ	
		Т-1 ПС 220 кВ «Центролит» сторона 220 кВ	Т-2 ПС 220 кВ «Центролит» сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ «Рузаевка – Центролит»	ВЛ 220 кВ «Саранская – Центролит» с отпайкой на ПС «Тепличное»	ВЛ 220 кВ «Центролит - Комсо- мольская»	ПС 220 кВ «Центролит»	ПС 220 кВ «Комсомольская»
Допустимые токовые нагрузки устанавливаемых выключателей, А		2500		-				
Допустимые токовые нагрузки устанавливаемых ТТ (не менее), А		500		-				
Допустимые токовые нагрузки устанавливаемых разъединителей, А		1000		-				
Длительно-допустимые токовые нагрузки, А / Минимально допустимые напряжения, кВ		185	197	1000	1000	600	177,1	177,1
Аварийно-допустимые токовые нагрузки, А/Аварийно допустимые напряжения, кВ		189	221	1000	1000	-	169,4	169,4
Нормальный		33	33	114	160	53	226	225
Отключение ВЛ 220 кВ Рузаевка – Центролит и ВЛ 220 кВ Саранская – Центролит с отпайкой на ПС Тепличное		33	33	-	-	66	221	222
Отключение ВЛ 220 кВ Рузаевка – Центролит и ВЛ 220 кВ Центролит - Комсомольская		33	33	-	177	-	227	223
Отключение Т-1(2) ПС 220 кВ Центролит		-	66	114	160	53	226	225
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Комсомольская с учетом нормативного возмущения – отключение Т-1(2) на ПС 220 кВ Центролит		-	65	106	123	19	226	226
Ремонт 2 С 220 ПС 220 кВ Саранская (без включения РП 220) с учетом нормативного возмущения – отключение Т-1(2) на ПС 220 кВ Центролит		-	66	193	-	49	220	221

1.2 Расчет токов короткого замыкания

«В настоящем разделе приведены расчеты токов КЗ на шинах 220 кВ объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей электрической сети 220 кВ на перспективу 5 (пять) лет для максимальных и минимальных режимов. Результаты расчетов приведены в табличном виде.

По результатам расчетов определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежности работы устройств РЗ и СИ» [3].

На ПС 220 кВ «Центролит» вновь устанавливаемые выключатели 220 кВ будут эксплуатироваться с номинальным рабочим током 2500 А и номинальным током отключения 40 кА. При этом на этапе 2028 года расчетный ток трехфазного короткого замыкания не превысит 8,694 кА, расчетный ток однофазного короткого замыкания не превысит 9,501 кА.

Выводы по 1 разделу.

Проведены расчеты электрических режимов для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня на этапе 2028 г.

По результатам расчетов проведена проверка допустимости режимов работы, прилегающей к ПС 220 кВ «Центролит» электрической сети.

Максимальный расчетный ток по проектируемому оборудованию на ПС 220 кВ «Центролит»: Т-1(2) сторона 220 кВ – 66 А.

Согласно данным собственника, сформированным в рамках приказа Минэнерго России от 13.02.2019 № 102, максимально допустимый ток

перегрузки трансформаторов ПС 220 кВ Центролит: Т-1 сторона 220 кВ – 268 А; Т-2 сторона 220 кВ - 316 А.

С учетом вышеприведенных значений максимальных токов нагрузки, полученных по результатам выполненных расчетов режимов, технические характеристики вновь устанавливаемого оборудования не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки присоединенных к распределительному устройству ПС 220 кВ «Центролит» ЛЭП и трансформаторов с учетом их перегрузочной способности согласно Правилам технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 №937.

Отсутствует необходимость ввода новых устройств ПА на ПС 220 кВ «Центролит» и района вблизи объекта проектирования.

Оценка соответствия отключающей способности коммутационного оборудования к токам короткого замыкания позволила сделать вывод о том, что расчетный ток короткого замыкания не превышает отключающую способность вновь устанавливаемого коммутационного оборудования.

2 Выбор основных технических решений

2.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения

Фрагмент нормальной схемы электрических соединений в зоне эксплуатационной ответственности Средне-Волжского ПМЭС на 2022 год представлен на рисунке 2.

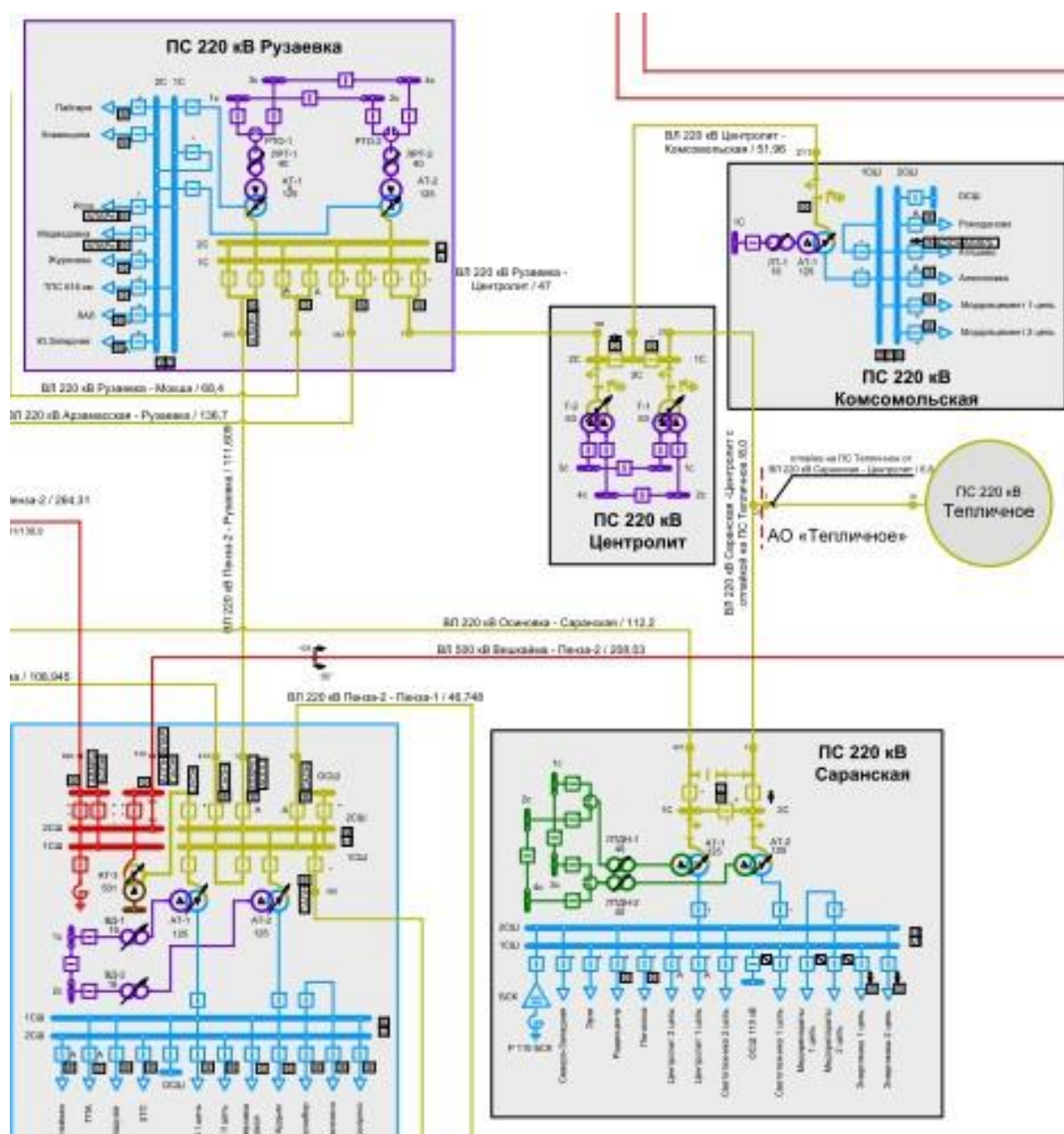


Рисунок 2 – Фрагмент нормальной схемы электрических соединений в зоне эксплуатационной ответственности Средне-Волжского ПМЭС на 2022 год

В результате реконструкции схема распределительного устройства 220 кВ «Нетиповая схема одна рабочая секционированная двумя выключателями система шин» сохранится.

На ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Центролит» предполагается демонтаж следующего оборудования и материалов:

- отделитель ОД-220 с приводами – 2 трехфазных комплекта;
- короткозамыкатель КЗ-220М с приводами – 2 шт;
- провод сталеалюминиевый АС-400/51 – 400 м;
- демонтаж изолирующих подвесок 220 кВ – 12 шт;
- демонтаж трансформатора собственных нужд ТСН-1 типа ТМ-250-10/0,4 кВ – 1 шт.

На ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Центролит» предполагается установка следующего оборудования:

- выключатель 220 кВ элегазовый баковый со встроенными трансформаторами тока и площадкой обслуживания – 2 шт.;
- опора шинная 220 кВ для одного провода АС 400/51 – 6 шт.;
- шкаф питания и обогрева приводов и шкафов наружной установки – 2 шт;
- шкаф зажимов выключателя – 2 шт;
- замена трансформатора собственных нужд ТСН-1, типа ТМ-250-10/0,4 кВ мощностью 250 кВА на трансформатор собственных нужд мощностью 630 кВА – 1 шт.

Питание электроприемников собственных нужд предусматривается от трехфазной электрической сети с заземленной нейтралью (система TN-C-S, разделение нулевого защитного и нулевого рабочего проводников происходит в ЩСН), напряжением 380/220 В и частотой 50 Гц [4, 5].

2.2 Выбор основного оборудования

«Район размещения ПС 220 кВ «Центролит» соответствует второй степени естественной природной загрязненности атмосферы в соответствии с главой 1.9 ПУЭ (7-е изд.). В связи с этим электрооборудование номинальным напряжением 220 кВ принимается с длиной пути утечки не менее 2,25 см/кВ» [7].

К вновь открыто устанавливаемому оборудованию подстанции в рамках настоящего проекта относятся выключатели со встроенными трансформаторами тока. «При определении параметров вновь устанавливаемого высоковольтного оборудования учтены «Общие технические требования к подстанциям нового поколения» (применение современного основного электротехнического оборудования, имеющего повышенную эксплуатационную надежность, с высокой степенью автоматизации технических процессов с контролем и управлением)» [7].

Основные технические данные и выбор вновь устанавливаемого высоковольтного оборудования приведены ниже.

«Максимальный расчетный уровень токов КЗ на шинах ОРУ-220 кВ ПС 220 кВ Центролит приведен в таблице 4» [7].

Таблица 4 - Максимальный расчетный уровень токов КЗ на шинах ОРУ-220 кВ ПС 220 кВ «Центролит»

КЗ на шинах РУ напряжением, кВ	Ток КЗ, кА
220	$I_{п0(3)} = 8,345$ кА $I_{п0(1)} = 9,096$ кА

«Расчет динамического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ-220 кВ.

Расчет ударного тока короткого замыкания на шинах 220 кВ производится по формуле» [7]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0(3)} \cdot k_{y\partial}, \quad (4)$$

где « $I_{n0(3)} = 8,345$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ;
 $k_{уд}$ - ударный коэффициент, определяемый выражением» [7]

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (5)$$

где « T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [7].

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,819.$$

«Расчет ударного тока короткого замыкания на шинах 220 кВ производится по формуле» [7]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 8,345 \cdot 1,819 = 21,47 \text{ кА}.$$

«Расчет периодической и аperiodической составляющей тока КЗ для времени $t > 0$ на шинах ОРУ-220 кВ.

Расчетное время, для которого требуется определить токи КЗ» [6]:

$$\tau = t_{откл} + 0,01, \quad (6)$$

где « $t_{откл}$ – полное время отключения выключателя;

0,01 с – минимальное время действия отключения релейной защиты»

[7].

$$\tau = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с}.$$

«Периодическая составляющая тока КЗ» [7]:

$$I_{н\tau} = \alpha \cdot I_{н0(3)}, \quad (7)$$

где « $I_{н0(3)} = 8,345$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ;
 $\alpha = 0,98$ - коэффициент, определяемый методом типовых кривых» [7].

$$I_{н\tau} = 0,98 \cdot 8,345 = 8,18 \text{ кА}.$$

«Апериодическая составляющая тока КЗ» [9]:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н0(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (8)$$

где « $I_{н0(3)} = 8,345$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ;
 T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;
 $\tau = 0,06$ с – расчетное время отключения тока КЗ» [9].

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,345 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}}.$$

«Расчет термического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ-220 кВ.

Для проверки на термическую стойкость аппаратов определяем тепловой импульс короткого замыкания, характеризующий количества тепла, выделяющегося в аппарате за время τ » [8]:

$$B_k = (I_{н0(3)})^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (9)$$

где « $I_{н0(3)} = 8,345$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ;

$\tau = 0,06$ с – расчетное время отключения тока КЗ;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [8].

$$B_{\kappa} = 8,345^2 \cdot (0,06 + 0,05) .$$

При выборе аппаратов на ОРУ-220 кВ по длительно допустимому току за расчетное значение принимаем длительно допустимый ток трансформатора, равный:

$$I_{\text{нагр.мах}} = 221 \text{ А для Т-1 (Т-2)},$$

где $I_{\text{нагр.мах}}$ – аварийно-допустимая токовая нагрузка на Т-1(Т-2).

2.2.1 Выбор высоковольтного выключателя

«Выключатели выбирают по номинальным параметрам – напряжению, номинальному току, отключающей способности, проверяют на термическую и динамическую стойкость.

Результаты выбора выключателя приведены в таблице 5» [8].

Таблица 5 - Выбор выключателей 220 кВ

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{\text{уст.}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{нагр.мах}} = 221 \text{ А}$	$I_{\text{ном.выкл.}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{нагр.мах}} \leq I_{\text{ном.выкл.}}$
$I_{\text{п0(3)}} = 8,345 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0(3)}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд.}} = 21,47 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$I_{\text{пт}} = 8,18 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном.}}$
$\sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = 15,12 \text{ кА}$	$\beta_{\text{н}} = 0,45;$ $\sqrt{2} I_{\text{откл.ном.}} (1 + \beta_{\text{н}}) = 82,02 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq$ $\sqrt{2} I_{\text{откл.ном.}} (1 + \beta_{\text{н}})$
$B_{\kappa} = 7,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}} = 31,5 \text{ кА}$ и $t_{\text{т}} = 3 \text{ с};$ $I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$

2.2.2 Выбор трансформаторов тока

«Измерительные трансформаторы тока (ИТТ) выбирают по номинальным параметрам – напряжению, первичному и вторичному токам, по классу точности, проверяют на термическую и динамическую стойкость» [10, 11]. Результаты выбора трансформаторов тока приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Выбор трансформаторов тока 220 кВ

Расчетные величины	Каталожные данные ИТТ	Условия выбора
$U_{уст.} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_H$
$I_{нагр.маx} = 221 \text{ А}$	$I_{ном.ТТ} = 500-1000-1500-2000\text{А}$	$I_{нагр.маx} \leq I_{ном.ТТ}$
-	$I_{2H}=5 \text{ А}$	5А или 1А
-	0,2S/10PR/10PR/ 0,2/10PR/10PR 500-1000-1500-2000/5А	В зависимости от назначения
S_2	S_{2H}	$S_2 \leq S_{2H}$ (проверяется в разделе РЗА)
$i_{уд.} = 21,47 \text{ кА}$	$i_{ст.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд.} \leq i_{ст.}$
$B_k = 7,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T=31,5 \text{ кА}$ и $t_T=3 \text{ с};$ $I_T^2 t_T = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 t_T$

2.2.3 Выбор ошиновки ОРУ 220 кВ

«Ошиновка в пределах открытых распределительных устройств всех напряжений по экономической плотности тока не выбираются (ПУЭ, п. 1.3.28), поэтому принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке» [10]. Значение тока $I_{маx} = 221 \text{ А}$ получено для режимов аварийно-допустимых токовых нагрузок в перспективе до 2028 года:

Принимаем к установке провод АС-400/51: $I_{доп.} = 825 \text{ А}; d = 27,5 \text{ мм};$ фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами 400 см.

«Проверка сечения по допустимому току» [12]:

$$I_{маx} \leq I_{доп.}; \quad (10)$$

$$221 \text{ А} \leq 825 \text{ А}.$$

«Проверка на термическое действие тока КЗ:

проверка не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям короны.

а) Начальная критическая напряженность» [11]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (11)$$

где « $r_0 = d/2 = 27,5/2 = 13,75$ мм = 1,375 см;

m - коэффициент, учитывающий шероховатости поверхности провода, $m = 0,82$ » [11].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 31,18 \text{ кВ / см.}$$

б) «Напряженность вокруг поверхности провода» [13]:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}}, \quad (12)$$

где « U - линейное напряжение,

D - расстояние между соседними фазами» [13].

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 400}{1,2}} = 28,41 \text{ кВ / см.}$$

в) «Условие проверки» [14]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (13)$$

$$1,07 \cdot 28,41 \leq 0,9 \cdot 31,18;$$

$$30,39 \text{ кВ/см} < 28,062 \text{ кВ/см.}$$

АС-400/51 проходит по условиям короны.

Ошиновка ячеек 220 кВ выполняется проводом АС-400/51.

Ведомость основного электротехнического оборудования, предполагаемого к установке, приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Ведомость основного электротехнического оборудования

Наименование и краткая техническая характеристика	Тип	Ед. изм.	Кол-во	Примечания
Выключатель элегазовый трехполюсный баковый, привод пружинный	U _{ном.} = 220 кВ; I _{ном.} = 2500 А; I _{откл.} = 31,5 кА	шт.	2	-
Трансформаторы тока встроенные	U _{ном.} = 220 кВ I _{ном.} = 500-1000-1500- -2000/5А 0,2S/10PR/10PR/ 0,2/10PR/10PR	шт. на выкл	6	-
Опора шинная для одного провода АС 400/51	U _{ном.} = 220 кВ	шт.	6	-
Трансформатор собственных нужд 630-10/0,4 кВ	S _{ном.} = 630 кВА U _{ном.} = 10,5/0,4 кВ; U _к = 5,5% Y/Y _н -0	шт.	1	-

2.3 Решения по электроснабжению потребителей

«В нормальном режиме питание электроприемников ПС 220 кВ «Центролит» осуществляется от двух трансформаторов мощностью 63 МВА. При аварии на одном из трансформаторов в распределительных устройствах предусмотрен автоматический перевод потребителей на оставшийся в работе трансформатор» [14].

Для электроснабжения приемников собственных нужд (СН) предусмотрены два трансформатора собственных нужд типа ТМ-250/10 (ТСН-1) и ТМ-630/10 (ТСН-2), которые подключаются к ЗРУ 10 кВ. Также на ПС 220 кВ «Центролит» установлена ДГУ 0,4 кВ мощностью 0,15 МВА.

Питание потребителей СН осуществляется от щита собственных нужд (ЩСН). ЩСН представляет собой комплектное устройство, состоящее из отдельных шкафов.

2.4 Система постоянного оперативного тока подстанции

В состав СОПТ входит следующее оборудование [16]:

- одна аккумуляторная батарея (АБ);
- два зарядно-подзарядных устройства (ЗПУ), работающих в режиме постоянного подзаряда;
- один щит постоянного тока (ЩПТ).

Дополнительно в ЩПТ установлен блок аварийного освещения, подключенный к шине верхнего уровня распределения постоянного тока.

Щит постоянного тока запитан от аккумуляторной батареи, используется для создания постоянного оперативного тока.

Аккумуляторная батарея 220 В малообслуживаемая, закрытого исполнения, подключена к ЩПТ через автоматический выключатель. АБ работает совместно с зарядно-подзарядными устройствами в режиме постоянного подзаряда.

2.5 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

2.5.1 Заземление

Для осуществления защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении к открытым проводящим частям

электрооборудования на ПС 220 кВ «Центролит» предусмотрено заземляющее устройство (ЗУ).

На территории ОРУ 220 кВ на месте устанавливаемого оборудования на глубине 0,6-0,7 м от земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования прокладывается сетка ЗУ из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Полоса укладывается вручную в траншею на ребро.

Сетка заземления устанавливаемого оборудования 220 кВ выполнена из горизонтальных заземлителей в виде стальной оцинкованной полосы сечением 40×5 мм и вертикальных заземлителей длиной 5000 мм из оцинкованной круглой стали диаметром 18 мм.

«Общие решения по схеме заложения сетки заземления на территории ОРУ 220 кВ:

- горизонтальные и вертикальные заземлители, проложенные в земле, не должны иметь покраску.
- заземляющие проводники, присоединяющие оборудование и конструкции к сетке заземления, прокладываются на глубине 0,4-0,7 м» [15].
- в местах присоединения заземляющего проводника к коммутационным аппаратам и измерительным трансформаторам дополнительно заглубляются вертикальные заземлители длиной 5000 мм.
- соединение заземлителей между собой, а также соединение заземлителей с заземляющими проводниками выполняется сваркой. Сварку проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 5264-80 электродами типа Э-42 по ГОСТ9467-75. Катет Kf принять не менее 4мм и не более 1,2t, где t наименьшая толщина свариваемых элементов. Сварные швы, расположенные в земле, необходимо предохранить от коррозии методом холодного оцинкования: сварные швы покрыть составом керамицинк или аналогичным за два раза.

- сетка заземления устанавливаемого оборудования присоединяется к существующему контуру заземления ПС 220 кВ «Центролит».

2.5.2 Молниезащита

«Молниезащита предусматривает следующее:

- защиту от прямых ударов молнии;
- защиту от заносов высоких потенциалов через надземные металлические коммуникации» [17].

Устанавливаемое оборудование попадает в существующую зону молниезащиты.

Выводы по 2 разделу.

Произведены расчеты ударного тока короткого замыкания на шинах 220 кВ, периодической составляющей тока КЗ и термического действия тока КЗ.

Элегазовые выключатели выбраны по номинальным параметрам – напряжению, номинальному току, отключающей способности, проверены на термическую и динамическую стойкость.

Произведен выбор измерительных трансформаторов тока, ошиновки ОРУ 220, включая голые сталеалюминиевые провода.

Система постоянного оперативного тока подстанции не меняется, она состоит одной аккумуляторной батареи, двух зарядно-подзарядных устройств, работающих в режиме постоянного подзаряда, одного щита постоянного тока.

Сетка заземления устанавливаемого оборудования присоединяется к существующему контуру заземления ПС.

Все устанавливаемое оборудование попадает в существующую зону молниезащиты.

3 Собственные нужды подстанции

Трансформаторы собственных нужд на ПС 220 кВ «Центролит» установлены рядом со зданием ОПУ и подключены к ЗРУ 10 кВ.

«Нагрузка основных потребителей СН состоит из обогрева, освещения, питания приводов и обогрева шкафов элементов ОРУ 220 кВ, ЗРУ-10 кВ, освещения, отопления, вентиляции и кондиционирования помещений зданий. Данная нагрузка получает питание от щита собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ, который установлен в здании ОПУ.

Регулировка напряжения осуществляется без возбуждения при полностью отключенном трансформаторе. Ступени регулировки трансформаторов $\pm 2 \times 2,5\%$. ЩСН включает в себя несущую конструкцию и установленные на ней электрические аппараты различного назначения.

Аппараты коммутации и защиты размещены внутри шкафов, а измерительные приборы на их дверях.

Секции шин ЩСН на ПС 220 кВ «Центролит» секционированы автоматическим выключателем. Секции ЩСН работают отдельно» [16].

Нагрузка, необходимая для питания и обогрева вновь устанавливаемых приводов и обогрева шкафов выключателей и шкафов наружной установки предусматривается установка шкафов ШОВ, которые запитываются от существующего щита собственных нужд с установкой новых автоматов на 1 СШ и 2 СШ.

3.1 Расчет параметров собственных нужд 0,4 кВ

Расчет параметров собственных нужд 0,4 кВ выполнен в связи с проведением реконструкции ПС 220 кВ «Центролит».

Существующая схема щита собственных нужд (ЩСН) 0,4 кВ переменного тока подстанции представляет собой схему неявного резервирования. Питание ЩСН 0,4 кВ осуществляется от двух

трансформаторов собственных нужд: ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 250 кВА и 630 кВА.

Питание трансформаторов собственных нужд 0,4 кВ выполнено от существующего ЗРУ 10 кВ.

Для питания ЩСН 0,4 кВ в послеаварийных и ремонтных режимах работы на подстанции установлена дизель-генераторная установка (ДГУ) мощностью 150 кВА.

Проверка достаточности мощности ТСН выполняется на основании существующих нагрузок с учетом проектируемых нагрузок на питание и обогрев. Расчет нагрузки на ТСН представлен в таблице 8.

По результатам расчета нагрузки видно, что мощности ТСН-1 не достаточно для питания существующих и проектируемых нагрузок от ТСН-1 мощностью 250 кВА, в связи с чем предусматривается его замена на ТСН напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 630 кВА. Тип и производитель ТСН уточняется на стадии разработки РД.

Выбор мощности трансформатора СН.

Трансформаторы СН выбираются из условия [18]:

$$S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{Расч}} \quad (14)$$

За $S_{\text{Расч}}$ принимается суммарная мощность нагрузки СН в зимний период $\sum S_3$. Мощность нагрузки СН составляет 327,18 кВА.

На ПС 220 кВ «Центролит» установлен существующий трансформатор собственных нужд ТСН-2, мощностью 630 кВА. Для покрытия нагрузки СН на ПС 220 кВ «Центролит» принимаем к установке ТСН-1, мощностью 630 кВА.

Основные параметры ТСН-1 приведены в таблице 9.

Таблица 8 - Проверка мощности ТСН

Наименование потребителей	Установленная мощность			КПД η	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Расчетная нагрузка СН						Категория потребителей А	Категория потребителей Б
	Мощность в единице, кВт	Количество присоединенных приемников	Общая мощность Р, кВт				Лето			Зима				
							Коэффициент спроса Кс	Активная мощность $P_{\text{Л}}=P \times K_{\text{с}} / \eta$, кВт	Реактивная мощность $Q_{\text{Л}}=P_{\text{Л}} \times \operatorname{tg} \varphi$	Коэффициент спроса Кс	Активная мощность $P_{\text{З}}=P \times K_{\text{с}} / \eta$, кВт	Реактивная мощность $Q_{\text{З}}=P_{\text{З}} \times \operatorname{tg} \varphi$		
Приемники, расположенные на открытой части ПС														
Выключатели У-220 кВ	-	-	109,6	0,95	1	0,75	1	115,37	86,53	1	115,37	86,53	1	1
Обогрев ГЩУ и ЗРУ	-	-	65	0,95	1	0,75	0	0,00	0,00	1	68,42	51,32	1	1
Освещение	-	-	8,7	0,9	0,8	0,75	0,1	0,97	0,73	0,1	0,97	0,73	1	1
Система охлаждения Т-1, Т-2	-	-	39,6	0,9	0,8	0,75	0,1	4,40	3,30	1	44,00	33,00	1	1
Устройства РЗА. связи, вспомогательное оборудование	-	-	12,7	0,9	0,8	0,75	1	14,11	10,58	1	14,11	10,58	1	1
Питание приводов выключателей 220 кВ	-	-	4	0,9	0,8	0,75	0,12	0,53	0,40	0,12	0,53	0,40	2	2
Обогрев приводов выключателей и шкафов наружной установки 220 кВ	-	-	26,71	0,95	1	0	0,3	8,43	0,00	1	28,12	0,00	2	2
								143,81	101,53		271,52	182,55		
								176,04			327,18			

Таблица 9 - Основные параметры ТСН-1

Мощность трансформатора, кВА	U _к , %	U _{ном} , кВ		P _к , кВт	Группа соединения обмоток
		ВН	НН		
630	5,5	10	0,4	2,6	Y/Y ₀

3.2 Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока

Число часов использования максимума нагрузки в год в цепях обогрева шкафов приводов составляет менее 4000 часов в год.

Работа привода заводки пружин выключателей 220 кВ носит кратковременный характер, и предусматривается лишь во время оперативных переключений, т.е. число часов использования максимума нагрузки пренебрежительно мало.

В соответствии с п. 1.3.28 ПУЭ сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки предприятий до 4000-5000 по экономической плотности тока не выбираются.

3.3 Выбор сечений вновь прокладываемых кабельных линий по условиям протекания длительно допустимого тока

Максимальный рабочий ток в линии не должен превышать длительно допустимый ток кабеля, определяемый в соответствии с гл. 1.3. ПУЭ (7-е изд.) и таблицами 19-22 ГОСТ 31996-2012.

Выбор сечений кабелей сведен в таблицу 10.

Таблица 10 - Проверка кабельных линий по длительно допустимому току и по потере напряжения

Обозначение	Марка кабеля, сечение	l, м	I _{раб} , А	I _{дл} , А	ΔU _i , %	ΔU _Σ , %
-	ААБл 3×95	55	327,18	212	2,2	-
-	АВВГнг 3×185+1×50	40	327,18	308	0,91	-
Н-1	ВВГнг(А)-LS 5×25	60	63	104	0,98	1,89
Н-2	ВВГнг(А)-LS 5×25	77	63	104	1,26	2,17
Н-3	ВВГнг(А)-LS 5×25	25	30	104	0,19	1,1
DCFR1-01	ВВГнг(А)-LS 3×10	15	9	27	0,16	1,07
DCFR1-02	ВВГнг(А)-LS 5×10	15	23,9	42	1,13	2,04
DCFR1-03	ВВГнг(А)-LS 3×10	15	1,02	27	0,02	0,93
DCFR2-01	ВВГнг(А)-LS 3×10	15	9	27	0,16	1,07
DCFR2-02	ВВГнг(А)-LS 5×10	15	23,9	42	1,13	2,04
DCFR2-03	ВВГнг(А)-LS 3×10	51	1,02	27	0,02	0,93

3.4 Проверка сечения вновь прокладываемых питающих кабельных линий по потере напряжения

Нормально допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны ±5% от номинального напряжения электрической сети, на зажимах электродвигателей до ±10%.

Предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах электроприемников электрической энергии - ±10%.

Потеря напряжения в проводнике определяется по формуле [20]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^2}{U_n} \cdot I \cdot l \cdot (r_{y0} \cdot \cos \varphi + x_{y0} \cdot \sin \varphi), \quad (15)$$

где «I – рабочий ток, А;

l - длина проводника, м;

r_{уд} - удельное активное сопротивление проводника, Ом/км;

x_{уд} - удельное реактивное сопротивление проводника, Ом/км» [20].

Проверка кабельных линий по потере напряжения сведена в таблицу 10.

3.5 Расчет токов короткого замыкания в системе СН

«Расчет токов короткого замыкания производится для выбора коммутационного оборудования и проверки кабелей на возгорание при воздействии токов короткого замыкания» [19].

В соответствии с ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ» значение трехфазного тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (16)$$

где « $U_{cp}=0,4$ кВ,

$r_{1\Sigma}, x_{1\Sigma}$ - суммарное активное и суммарное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, Ом» [19].

Сопротивление системы (РУ 6, 110, 220 кВ) не учитывается из-за малого влияния на значение тока КЗ.

Значение двухфазного тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (17)$$

«Значение однофазного тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{cp}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (18)$$

где $r_{0\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, Ом» [18].

Реактивное и активное сопротивления прямой последовательности двухобмоточного трансформатора определяются по формулам:

$$x_m = \sqrt{U_{к\%}^2 - \left(\frac{100 \cdot P_k}{S_{ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot 10^4, \quad (19)$$

$$r_m = P_k \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^6. \quad (20)$$

Активное и реактивное сопротивление трансформатора токам нулевой последовательности равно:

- $r_{т0} = (12...18) \cdot r_T$; $x_{т0} = (7...8) \cdot x_T$ - при схеме соединения обмоток трансформатора Y/Y₀;
- $r_{т0} = 3 \cdot r_T$; $x_{т0} = 3 \cdot x_T$ - при схеме соединения обмоток трансформатора Δ/Y₀.

Активное переходное сопротивление элементов РУ 0,4 кВ принято равным: $r_{ру} = 0,007$ Ом.

Активное сопротивление кабелей определяется по формуле:

$$r_1 = r_{уд1} \cdot l; \quad (21)$$

Реактивное сопротивление кабелей определяется по формуле:

$$x_1 = x_{уд1} \cdot l; \quad (22)$$

Активное и реактивное сопротивление кабелей токам нулевой последовательности определяются по формулам [21]:

$$r_0 = r_{0уд} \cdot l; \quad (23)$$

$$x_0 = x_{0уд} \cdot l, \quad (24)$$

где $r_{уд}$, $x_{уд}$ – соответственно удельные активное и реактивное сопротивления, Ом/км;

$r_{0уд}$, $x_{0уд}$ – соответственно удельные активное и реактивное сопротивления токам нулевой последовательности.

Сопротивления автоматических выключателей приняты по таблице 21 ГОСТ 28249-93 и данным завода-изготовителя автоматических выключателей.

Расчетная схема сети 0,4 кВ представлена на рисунке 3.

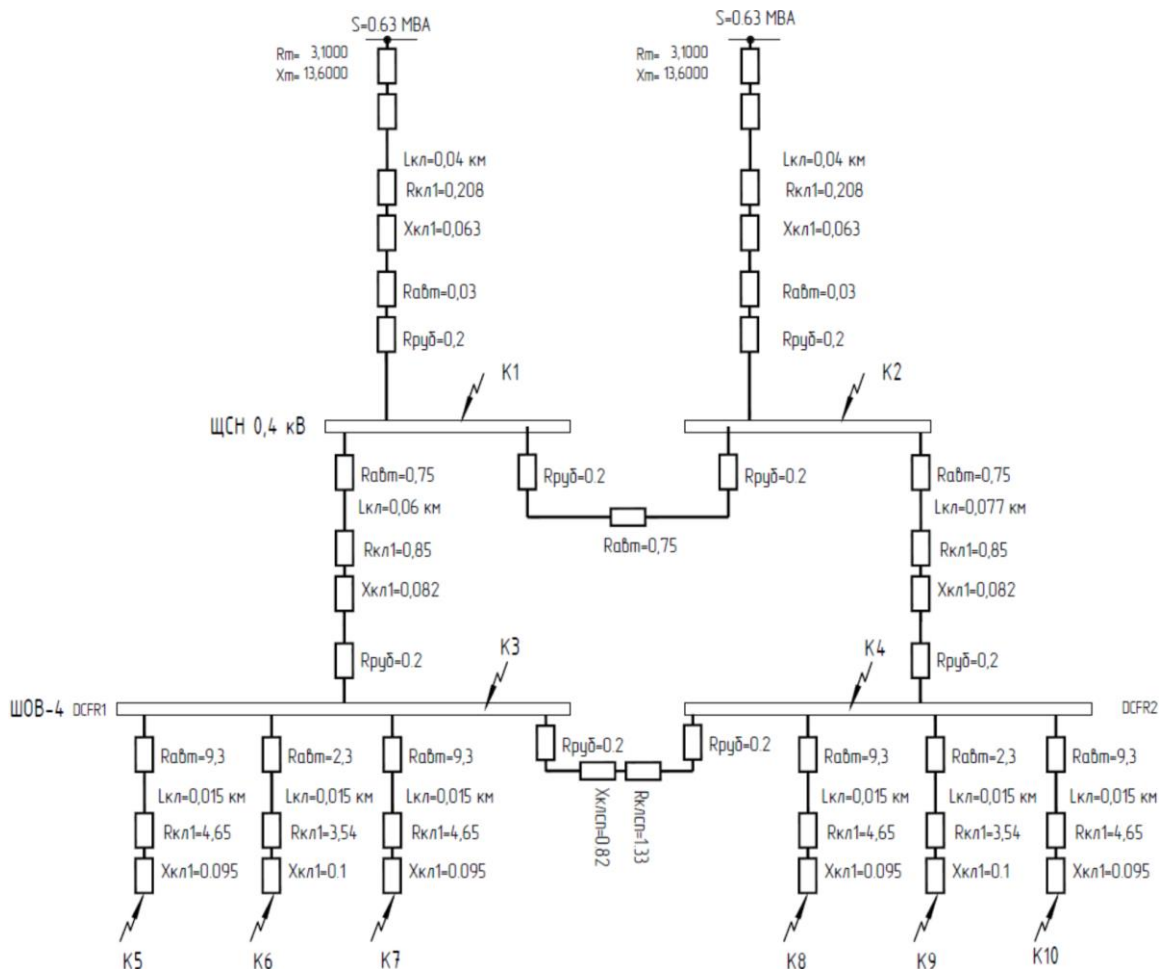


Рисунок 3 - Расчетная схема сети 0,4 кВ

В таблицу 11 сводим сопротивления кабелей расчетной схемы.

Таблица 11 – Сопротивления кабелей расчетной схемы

Обозначение	Марка кабеля, сечение	L, м	$\Gamma_{уд1}$, мОм/м	$X_{уд1}$, Ом/км	$\Gamma_{0уд}$, Ом/км	$X_{0уд}$, Ом/км
-	ААБл 3×95	55	0,405	0,0507	1,06	0,174
-	АВВГнг 3×185+1×50	40	0,208	0,063	0,989	0,244
Н-1	ВВГнг(А)-LS 5×25	60	0,85	0,082	1,38	1,57
Н-2	ВВГнг(А)-LS 5×25	77	0,85	0,082	1,38	1,57
Н-3	ВВГнг(А)-LS 5×25	25	0,85	0,082	1,38	1,57
DCFR1-01	ВВГнг(А)-LS 3×10	15	4,65	0,095	7,358	1,728
DCFR1-02	ВВГнг(А)-LS 5×10	15	3,54	0,1	2,4	1,49
DCFR1-03	ВВГнг(А)-LS 3×10	5	4,65	0,095	7,358	1,728
DCFR2-01	ВВГнг(А)-LS 3×10	15	4,65	0,095	7,358	1,728
DCFR2-02	ВВГнг(А)-LS 5×10	15	3,54	0,1	2,4	1,49
DCFR2-03	ВВГнг(А)-LS 3×10	5	4,65	0,095	7,358	1,728

В таблицу 12 заносим сопротивления трансформаторов расчетной схемы.

Таблица 12 - Сопротивления трансформаторов расчетной схемы

№ тр-ра	U_k , %	$U_{ном}$, кВ	$S_{ном}$, кВА	P_k , кВт	Группа соединения обмоток	Сопротивление прямой последовательности; мОм		Сопротивление нулевой последовательности; мОм		Сопротивление току однофазного кз., мОм
						Γ_{1T}	X_{1T}	Γ_{0T}	X_{0T}	
ТСН-1	5,5	0,4	630	2,6	Y/Y ₀	3,1	13,6	30,3	96,2	129
ТСН-2	5,5	0,4	630	2,6	Y/Y ₀	3,1	13,6	30,3	96,2	129

В таблицу 13 заносим сопротивления коммутационных аппаратов расчетной схемы.

Таблица 13 - Сопротивления коммутационных аппаратов расчетной схемы

Обозначение АВ	Ном. ток, А	R, мОм	X, мОм
АВМ	630	0,03	-
АВ26	80	0,75	-
АВ10	80	0,75	-
S1(S2)	100	0,75	-
SF1(SF3, SF4, SF5)	16	9,3	-
SF2	40	2,3	-

В таблицу 14 заносим результаты расчетов токов КЗ в сети СН 0,4 кВ, полученные по формулам (16) – (18).

Таблица 14 - Результаты расчетов токов КЗ в сети СН 0,4 кВ

Точка КЗ	Значение трехфазного тока КЗ, А	Значение двухфазного тока КЗ, А	Значение однофазного тока КЗ, А
K ₁	16445	14224	4603
K ₂	16099	13925	2624
K ₃	16283	14084	1496
K ₄	15901	13754	1357
K ₅	16253	14058	801
K ₆	16230	14038	1035
K ₇	16253	14058	801
K ₈	15840	13701	957
K ₉	15866	13724	752
K ₁₀	14934	12917	656

3.6 Проверка выбранных автоматических выключателей системы СН

В соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Автоматические выключатели должны выбираться по условиям:

$$I_{\text{ном.ав}} \geq I_{\text{раб}}, \quad (25)$$

где $I_{\text{ном.ав}}$ - номинальный ток автоматического выключателя, А.

$I_{\text{раб}}$ - нагрузка автоматического выключателя, А.

Выбор автоматического выключателя от ТСН до ЩСН:

$$I_{\text{раб.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (26)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение автоматического выключателя;

$S_{\text{ном}}$ – расчетная мощность трансформатора.

$$I_{\text{раб.}} = \frac{327,18}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 472 \text{ А.}$$

Принимаем трехполюсный автоматический выключатель $I_{\text{ном.ав}}=630$ А.

Коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$ проверяется по минимальному току короткого замыкания в конце защищаемой линии. В данном случае наименьший ток короткого замыкания однофазный $I_{\text{кз.мин}}^{(1)}$.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(1)}}{I_{\text{со}}}, \quad (27)$$

где $I_{\text{со}}$ – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, А;

$$I_{co} = K \cdot I_{ном}, \quad (28)$$

где K - кратность срабатывания автоматического выключателя;

$I_{ном}$ – номинальный ток автоматического выключателя, А.

$$I_{co} = 1,5 \cdot 472 = 708 \text{ А.}$$

$$K_{\psi} = \frac{4603}{708} = 6,5 \geq 1,4.$$

Автоматический выключатель по чувствительности проходит.

Данные по выбору и проверке автоматических выключателей от ЩСН приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Проверка устанавливаемых коммутационных аппаратов

Обозначение АВ	Тип АВ	$U_{ном},$ В	$U_{ном.сети},$ В	$I_{ном.расц.},$ А	$I_{раб.},$ А	$I_{ном.откл.},$ кА	$I_{min},$ А	$I_{с.о.}$ (I_{sd}), А	K_{ψ}	$t_{откл.},$ с
АВМ	NS×630	~415	~380	630	472	50	4603	708	6,5	0-0,1
АВ26	C120H 80А	~415	~380	80	63	15	1496	800	1,9	0-0,1
АВ10	C120H 80А	~415	~380	80	63	15	1357	800	1,7	0-0,1
SF1.1	Acti9 iC60N 3P/16C	~415	~380	16	9	10	801	160	5,0	0-0,1
SF1.2	Acti9 iC60N 3P/40C	~415	~380	40	23,6	10	1035	400	2,6	0-0,1
SF 1.4	Acti9 iC60N 3P/16C	~415	~380	16	4.4	10	801	160	5,0	0-0,1
SF2.1	Acti9 iC60N 3P/16C	~415	~380	16	9	10	957	160	5,9	0-0,1
SF2.2	Acti9 iC60N 3P/40C	~415	~380	40	23,6	10	752	400	1,9	0-0,1
SF 2.4	Acti9 iC60N 3P/16C	~415	~380	16	4.4	10	656	160	4,1	0-0,1

Завод-изготовитель автоматических выключателей уточняется при проведении тендера на закупки.

Проверка автоматических выключателей на селективность выполнена по таблице селективности завода-изготовителя Schneider Electric, приведенной на рисунке 4.

Время-токовые характеристики автоматических выключателей NSXh630 аналогичны с время-токовыми характеристиками существующих аппаратов ЩСН 0,4 кВ.

Вышестоящий аппарат	NSX400F/N/H/S/L/R					NSX630F/N/H/S/L/R				
Расцепитель	Micrologic [1]					Micrologic [1]				
Нижестоящий Ном. ток (А) (А) аппарат Уставка Ir	400					630				
	160	200	250	320	400	250	320	400	500	630
Предельный ток селективности Is (кА)										
iDPN	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
iDPNN	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
iC60N/H/L	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
C120N/H										
≤ 80	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
100		T	T	T	T	T	T	T	T	T
125			T	T	T	T	T	T	T	T
NG125N/H/L										
≤ 80	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
100		T	T	T	T	T	T	T	T	T
125			T	T	T	T	T	T	T	T
NSXm E/B/F/N/H										
≤ 100	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
TMD		T	T	T	T	T	T	T	T	T
125			T	T	T	T	T	T	T	T
160				T	T	T	T	T	T	T
NSXm E/B/F/N/H										
25	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
Micrologic 4.1										
50	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
100	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
160			T	T	T	T	T	T	T	T
Compact NSX100 ≤ 80	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
B/F/N/H/S/L/R										
100	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
TM-D										
Compact NSX160 ≤ 100										
B/F/N/H/S/L										
125		T	T	T	T	T	T	T	T	T
160			T	T	T	T	T	T	T	T
Compact NSX250 ≤ 100	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	T	T	T	T	T
B/F/N/H/S/L/R										
125		4.8	4.8	4.8	4.8	T	T	T	T	T
160			4.8	4.8	4.8	T	T	T	T	T
200				4.8	4.8		T	T	T	T
250					4.8			T	T	T
Compact NSX100 40	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
B/F/N/H/S/L/R										
100	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
Micrologic										
Compact NSX160 40										
B/F/N/H/S/L										
100	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T
160			T	T	T	T	T	T	T	T
Micrologic										
Compact NSX250 ≤ 100	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	T	T	T	T	T
B/F/N/H/S/L/R										
160			4.8	4.8	4.8	T	T	T	T	T
250					4.8			T	T	T
Micrologic										
Compact NSX400 160						6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
F/N/H/S/L/R										
200							6.9	6.9	6.9	6.9
250								6.9	6.9	6.9
320									6.9	6.9
400										6.9

4 Предельный ток селективности Is = 4 кА.

T Полная селективность; обеспечивается до значения предельной отключающей способности нижестоящего аппарата.

Селективность не обеспечивается.

Рисунок 4 - Таблица селективности автоматических выключателей

Таким образом, принятые к установке выключатели соответствуют требованиям, указанным в ПУЭ и РД 153-34.0-20.527-98.

3.7 Проверка кабелей на возгорание при протекании тока КЗ

«Проверка кабелей на нагрев при протекании тока КЗ осуществляется из предположения, что максимальный ток, протекающий в кабеле, равен действующему значению тока короткого замыкания в начале линии.

Проверка кабелей на нагрев при протекании тока КЗ производится в соответствии с циркуляром Ц02-98 (Э) «О проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания».

Проверка производится для каждого выбранного сечения кабелей, при этом для проверки выбирается кабельная линия с наиболее «тяжелыми» условиями, т.е. с максимальным значением тока КЗ в начале линии.

Невозгораемость кабеля обеспечивается, если выполняется условие» [8]:

$$\theta_k < \theta_{нв} \quad (29)$$

Температура жилы кабеля с ПВХ изоляцией не должна превышать 350°C.

Температура жилы кабеля при протекании тока КЗ определяется по формуле:

$$\Theta_k = \Theta_n \cdot e^k + a \cdot (e^k - 1), \quad (30)$$

где « Θ_n - максимальная температура жилы до КЗ;

$a = 228^\circ\text{C}$ – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °C» [8].

«Максимальная температура жилы до КЗ определяется по формуле» [8]:

$$\Theta_n = \Theta_0 + (\Theta_{дд} - \Theta_{окр}) \cdot (I_{раб}/I_{дд})^2, \quad (31)$$

где « Θ_0 - фактическая температура окружающей среды, °C;

$\Theta_{дд}$ - длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, °C;

$\Theta_{\text{окр}}$ - температура окружающей среды: для кабелей в земле 15°C, для кабелей на воздухе 25 °C;

$I_{\text{раб}}$ - рабочий ток, А;

$I_{\text{дд}}$ - длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А» [8].

$$K = \frac{b \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} t}{S^2}, \quad (32)$$

где «b - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, мм⁴/(кА²·с), для меди b = 19,58 мм⁴/(кА²·с), для алюминия b = 45,65 мм⁴/(кА²·с);

(I_{κ})t - суммарный тепловой импульс;

I_{κ} - действующее значение тока КЗ, кА;

t – длительность тока КЗ (время срабатывания резервной защиты (вышестоящего АВ)), с;

S - сечение жил кабеля, мм²» [8].

Вновь прокладываемые кабельные линии 0,4 кВ удовлетворяют необходимым требованиям при проверке на возгорание при протекании тока КЗ.

Результаты проверки кабелей представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка кабелей на возгорание при протекании тока КЗ

Обозначение	Марка кабеля, сечение	Θ_0 , °C	$\Theta_{\text{дд}}$, °C	$I_{\text{раб}}$, А	$I_{\text{дд}}$, А	$\Theta_{\text{н}}$, °C	b, мм ⁴ /(кА ² ·с)	I_{κ} , кА	t, с	θ_{κ} , °C	$\theta_{\text{н.в.}}$, (°C)
-	ААБл 3×95	25	70	327,18	212	132,2	45,65	15,8	0,01	132,2	350
-	АВВГнг 3×185+1×50	25	70	327,18	308	75,8	45,65	15,8	0,01	75,8	350
Н-1	ВВГнг(А)-LS 5×25	25	70	63	121	37,2	19,58	16,2	0,1	59,8	350

Продолжение таблицы 16

Обозначение	Марка кабеля, сечение	Θ_0 , °C	$\Theta_{дл}$, °C	$I_{раб}$, А	$I_{дл}$, А	$\Theta_{н}$, °C	b , мм ⁴ /(кА ² ·с)	I_k , кА	t , с	θ_k , °C	$\theta_{н.в.}$, (°C)
Н-2	ВВГнг(А)-LS 5×25	25	70	30	121	27,8	19,58	15,9	0,1	48,8	350
Н-3	ВВГнг(А)-LS 5×25	25	70	63	121	37,2	19,58	16,2	0,1	59,8	350
DCFR1-01	ВВГнг(А)-LS 3×10	25	70	9	77	25,6	19,58	16,2	0,1	47,3	350
DCFR1-02	ВВГнг(А)-LS 5×10	25	70	23,9	72	30	19,58	16,2	0,1	51,9	350
DCFR1-03	ВВГнг(А)-LS 3×10	25	70	1,02	77	25	19,58	16,2	0,1	46,6	350
DCFR2-01	ВВГнг(А)-LS 3×10	25	70	9	77	25,6	19,58	15,8	0,1	45,5	350
DCFR2-02	ВВГнг(А)-LS 5×10	25	70	23,9	72	30	19,58	15,8	0,1	45,5	350
DCFR2-03	ВВГнг(А)-LS 3×10	25	70	1,02	77	25	19,58	14,9	0,1	43,2	350

Выводы по 3 разделу.

Расчет параметров собственных нужд 0,4 кВ выполнен в связи с проведением реконструкции ПС 220 кВ «Центролит». Питание ЩСН 0,4 кВ осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд: ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 250 кВА и 630 кВА.

По результатам расчета нагрузки видно, что мощности ТСН-1 не достаточно для питания существующих и проектируемых нагрузок от ТСН-1 мощностью 250 кВА, в связи с чем предусматривается его замена на ТСН напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 630 кВА.

Выполнен выбор сечений вновь прокладываемых кабельных линий по условиям протекания длительно допустимого тока, проведена проверка по потерям напряжения и на возгорание в соответствии с циркуляром Ц02-98.

Расчитаны значения токов КЗ в системе СН подстанции и выполнена проверка выбранных автоматических выключателей.

Заключение

Цель работы заключалась в разработке мероприятий по замене отделителей и короткозамыкателей 220 кВ на элегазовые выключатели для повышения надежности функционирования подстанции.

Проведены расчеты электрических режимов для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня на этапе 2028 г.

По результатам расчетов проведена проверка допустимости режимов работы, прилегающей к ПС 220 кВ «Центролит» электрической сети.

Максимальный расчетный ток по проектируемому оборудованию на ПС 220 кВ «Центролит»: Т-1(2) сторона 220 кВ – 66 А.

Согласно данным собственника, сформированным в рамках приказа Минэнерго России от 13.02.2019 № 102, максимально допустимый ток перегрузки трансформаторов ПС 220 кВ Центролит: Т-1 сторона 220 кВ – 268 А; Т-2 сторона 220 кВ - 316 А.

С учетом вышеприведенных значений максимальных токов нагрузки, полученных по результатам выполненных расчетов режимов, технические характеристики вновь устанавливаемого оборудования не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки присоединенных к распределительному устройству ПС 220 кВ «Центролит» ЛЭП и трансформаторов с учетом их перегрузочной способности согласно Правилам технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 №937.

Отсутствует необходимость ввода новых устройств ПА на ПС 220 кВ «Центролит» и района вблизи объекта проектирования.

Оценка соответствия отключающей способности коммутационного оборудования к токам короткого замыкания позволила сделать вывод о том,

что расчетный ток короткого замыкания не превышает отключающую способность вновь устанавливаемого коммутационного оборудования.

Произведены расчеты ударного тока короткого замыкания на шинах 220 кВ, периодической составляющей тока КЗ и термического действия тока КЗ.

Элегазовые выключатели выбраны по номинальным параметрам – напряжению, номинальному току, отключающей способности, проверены на термическую и динамическую стойкость.

Произведен выбор измерительных трансформаторов тока, ошиновки ОРУ 220, включая голые сталеалюминиевые провода.

Система постоянного оперативного тока подстанции не меняется, она состоит одной аккумуляторной батареи, двух зарядно-подзарядных устройств, работающих в режиме постоянного подзаряда, одного щита постоянного тока.

Сетка заземления устанавливаемого оборудования присоединяется к существующему контуру заземления ПС.

Все устанавливаемое оборудование попадает в существующую зону молниезащиты.

Расчет параметров собственных нужд 0,4 кВ выполнен в связи с проведением реконструкции ПС 220 кВ «Центролит». Питание ЩСН 0,4 кВ осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд: ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 250 кВА и 630 кВА.

По результатам расчета нагрузки видно, что мощности ТСН-1 не достаточно для питания существующих и проектируемых нагрузок от ТСН-1 мощностью 250 кВА, в связи с чем предусматривается его замена на ТСН напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 630 кВА.

Выполнен выбор сечений вновь прокладываемых кабельных линий по условиям протекания длительно допустимого тока, проведена проверка по потерям напряжения и на возгорание в соответствии с циркуляром Ц02-98.

Рассчитаны значения токов КЗ в системе СН подстанции и выполнена проверка выбранных автоматических выключателей.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. EN 50160: 2010 (NQE). М.: Стандартиформ, 2014. 19 с.
2. ГОСТ Р 50270–92. Короткое замыкание в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. М.: Изд-во стандартов, 1993. 61 с.
3. Гужов Н.Л., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения. Ростов на Дону.: Феникс, 2011. 384 с.
4. Данилов Г.А., Денчик Ю.М., Иванов М.Н., Ситников Г.В. Повышение качества функционирования линий электропередачи: монография. 3-е изд. Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2019. 558 с.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: НЦ ЭНАС. 2009. 456 с.
6. Иванов А.С. Электроснабжение: практикум для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Волгоград: ФГБОУ ВО Волгоградский ГАУ, 2020. 116 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжения промышленных предприятий. М.: Интернет Инжиниринг, 2006. 670 с.
8. Куксин А. В. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие. Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
9. Марченко А.Л. Электротехника: учебное пособие. Москва: ИНФРА-М, 2022. 236 с.
10. Нормы технологического проектирования. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Тяжпромэлектропроект, 1994. 69 с.
11. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. Москва: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2020. 416 с.

12. Поливода Ф.А. Надежность систем теплоснабжения городов и предприятий легкой промышленности: учебник. Москва: ИНФРА-М, 2021. 170 с.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. СПб.: Проспект, 2019. 240 с.
14. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого издания с изменениями и дополнениями. М.: Норматика, 2021. 464 с.
15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-97. М.: НЦ ЭНАС. 2002. 149 с.
16. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1278–03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий». СПб.: ЦОТПБСП. 2003. 28 с.
17. Свод правил СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. М., 2011. 74 с.
18. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение: учебное пособие. 2-е изд., стер. Москва: ИНФРА-М, 2022. 328 с.
19. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. 3-е изд., перераб. и доп. Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. 367 с.
20. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35–750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации АОА «ФСК ЕЭС» (СТО-569447007-29.240.30.010-2008.). М.: АОА ФСК ЕЭС, 2007. 132 с.
21. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. 495 с.